

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

TRABAJO FINAL INTEGRADOR

Análisis para licitación de un campo de petróleo saturado

AUTORES: Figuroa, Juan Ignacio (Leg. N° 104935)
Pinto Ponce, Miguel Ángel (Leg. N° 104944)
Romero, Sergio Fabricio (Leg. N° 104939)

DOCENTES TITULARES O TUTORES: Arilla, Fernando
Bugari, Álvaro
Bernardi, Mario Adrián
Carrone, Eduardo
Subotovsky, Pablo

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS
NATURAL**

BUENOS AIRES

PRIMER / SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2020

Índice

1 RESUMEN	3
2 INTRODUCCIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	4
2.1 Contexto de la confección de este informe	4
2.2 Información general sobre el área de interés	4
2.3 Características generales del reservorio	6
3.4 Análisis del reservorio mediante balance de masa	8
3.5 Obtención de curva IPR promedio del yacimiento.	9
3.6 Early production facilities (EPF's)	10
3.7 Alternativas de desarrollo	10
4 RECUPERACIÓN PRIMARIA	11
4.1 Hipótesis y consideraciones	11
4.2 Alternativas de desarrollo consideradas	11
4.3 Pronóstico de producción	12
4.4 Instalaciones de producción y sistema de levantamiento	14
4.5 Evaluación económica	17
4.6 Indicadores económicos y análisis de sensibilidad	18
4.7 Valuación del proyecto	20
4.8 Conclusiones	21
5 Recuperación secundaria	22
5.1 Hipótesis y consideraciones	22
5.2 Alternativas de desarrollo consideradas	24
5.3 Instalaciones de superficie	27
5.4 Evaluación económica	29
5.5 Indicadores económicos y análisis de sensibilidad	30
5.7 Valuación del proyecto	31
5.8 Conclusiones	32
6 COMPARACIÓN ENTRE ESCENARIOS	33
7 RECOMENDACIONES	34
8 REFERENTES	35
9 NOMENCLATURA	36
10 UNIDADES	37
11 BIBLIOGRAFÍA	38
12 ANEXOS	38
Anexo 1: Requisitos para la entrega de Gas Natural.	38
Anexo 2: Craig, Geffen y Morse	39
Anexo 3: Flujo de caja simplificado para recuperación primaria.	46
Anexo 4: Flujo de caja simplificado para recuperación secundaria.	47
Anexo 5: Datos utilizados en la caracterización del reservorio.	48

1 RESUMEN

En el presente trabajo se estudió el desarrollo del yacimiento "Carú Curá" considerando las alternativas de: recuperación primaria asistida por gas lift y recuperación secundaria asistida por bombeo electro-sumergible. El objetivo es presentar, para ambos escenarios, la valuación del activo. Se realizaron los correspondientes pronósticos de producción, desarrollo de las instalaciones de superficie necesarias y, finalmente, la evaluación económica de ambos proyectos.

2 INTRODUCCIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

2.1 Contexto de la confección de este informe

Media-Oil es una compañía de gran importancia en la industria petrolera argentina. El objetivo del presente informe es brindar información pertinente a la participación de la compañía en la licitación para la compra del yacimiento “Carú Curá”, así como recomendaciones referidas al método de desarrollo del campo. La licitación se llevará a cabo en octubre del presente año. Los pronósticos fueron realizados considerando que se comenzaría a explotar el yacimiento en el año 2021 (siendo importante destacar que hasta ese momento no se habrá extraído petróleo del mismo).

El equipo a cargo de la confección de este informe forma parte del grupo de identificación de nuevos negocios de la compañía.

2.2 Información general sobre el área de interés

El yacimiento “Carú Curá” posee 40 [km²] de superficie y fue descubierto por la compañía Sinergas S.A. El mismo se encuentra en la provincia de Neuquén (Argentina) como se puede ver en la **Figura 1**.



Figura 1: Ubicación geográfica del área de interés.

Durante la exploración del yacimiento Carú Curá, Sinergas S.A. perforó 8 pozos entre los años 2015 y 2018, declarando comercialidad el año 2019. El bloque se encuentra en proximidad de oleoductos y gasoductos como se puede ver en la **Figura 2**.

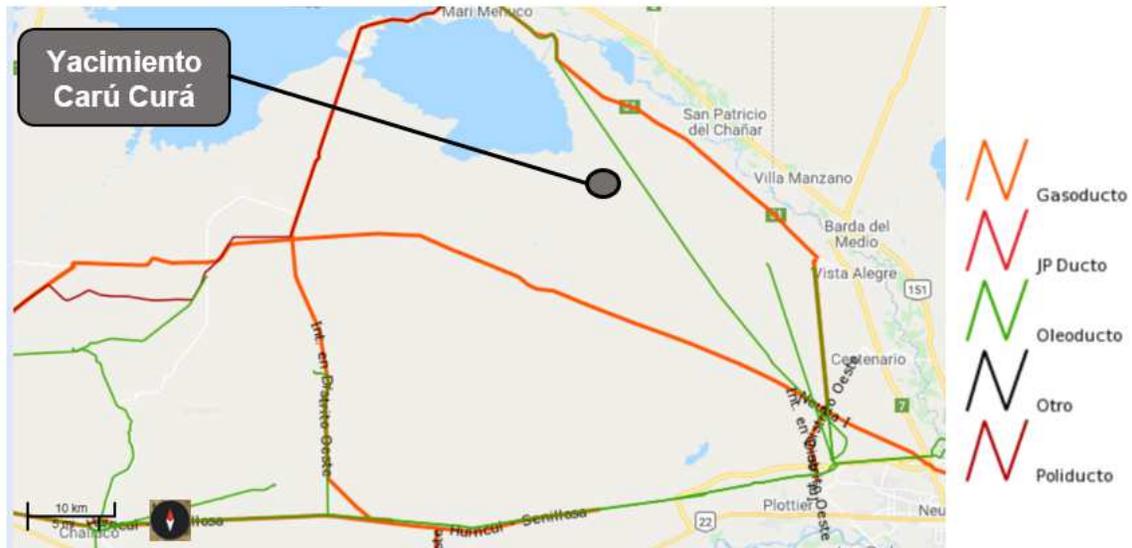


Figura 2: Ubicación de gasoductos y oleoductos en la zona cercana al yacimiento.

La exploración confirmó la presencia de petróleo saturado con casquete gasífero en una estructura anticlinal permitiendo identificar los contactos agua-petróleo (CAP) y gas-petróleo (CGP), **Figura 3**. Cabe destacar que 7 de los 8 pozos perforados están dentro de los límites del reservorio.

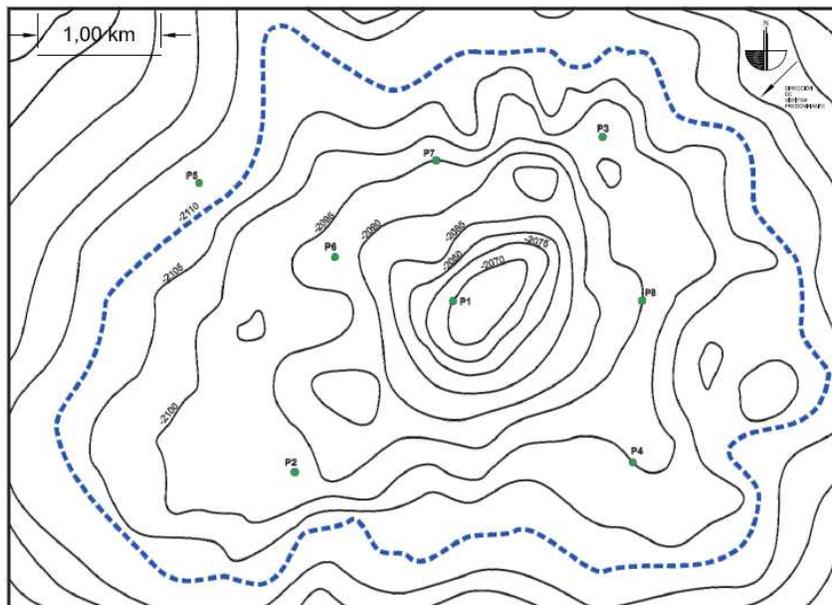


Figura 3: Mapa estructural del reservorio.

Actualmente el área dispone de *early production facilities (EPF's)* que cuentan con dos baterías con separadores bifásicos cuya ubicación de las mismas se puede observar en la **Figura 4**.

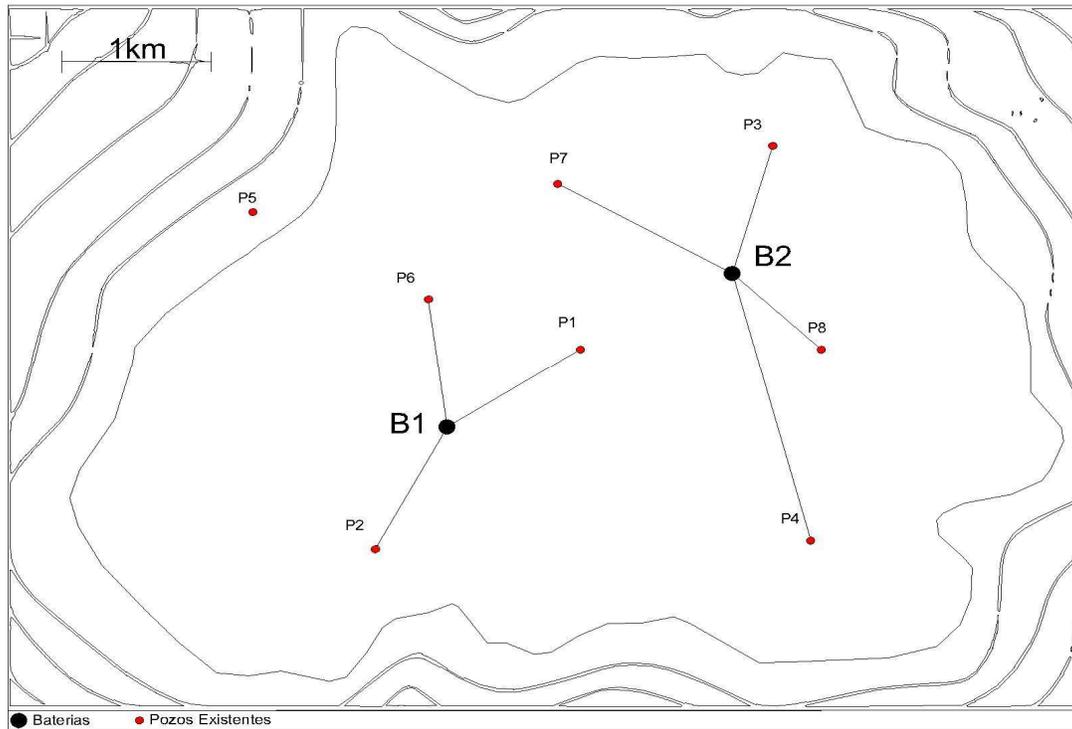


Figura 4: Yacimiento Carú Curá EPF's.

2.3 Características generales del reservorio

Se dispone de información que fue obtenida a través de los pozos exploratorios. Mediante la interpretación de dicha información se confeccionó la **Tabla 1** que muestra las propiedades promedio del reservorio.

Tabla 1: Propiedades promedio del reservorio.

Profundidad Promedio del Reservorio	Profundidad del Tope	Profundidad de la Base	Hu	Φ^i	S_{wi}^{ii}
2098 [mbnm]	2092 [mbnm]	2104 [mbnm]	9,99 [m]	20,6 [%]	28,7 [%]

También se ha procesado la información provista por un ensayo PVT (presión-volumen-temperatura) y de datos de permeabilidad relativa gas-petróleo pudiéndose destacar los valores expresados en la **Tabla 2** y las **Figuras 5 – 7**.

ⁱ Promedio ponderado por Hu.

ⁱⁱ Promedio ponderado por Volumen Poral (VP)

Tabla 2: Información de ensayo PVT.

Presión inicial del reservorio ⁱⁱⁱ	220 [$\frac{kg}{cm^2}$]	
Temperatura reservorio	90,3 [$^{\circ}C$]	
Densidad del gas relativa	0,65	
Presión de burbuja	220 [$\frac{kg}{cm^2}$]	
Densidad del petróleo	35 [$^{\circ}API$]	
Impurezas del gas [<i>frac molar</i>]	N2	0,02
	CO2	0,01
	SH2	0

Otra propiedad que resulta importante destacar es la salinidad del agua de formación: 25000 [ppm].

Se han calculado las permeabilidades relativas del petróleo (k_{ro}) y el gas (k_{rg}), obteniéndose la gráfica de la **Figura 5**.

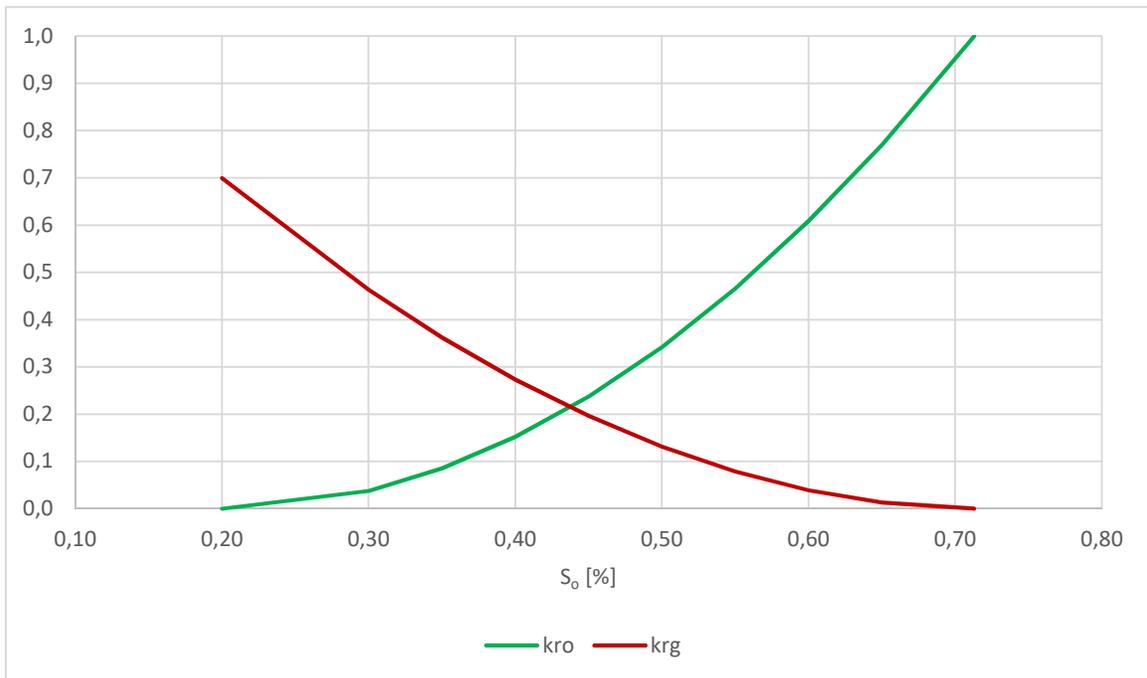


Figura 5: Gráfico de k_{ro} y k_{rg} en función de S_o .

ⁱⁱⁱ A profundidad media del reservorio

Con los anteriores datos se procedió a calcular el petróleo y el gas original in situ (POIS y GOIS respectivamente) mediante cálculos volumétricos, arrojando los siguientes resultados:

$$POIS[Mm^3] = 17,95$$

$$GOIS[Mm^3] = 607,9$$

$$m = \frac{GOIS \cdot B_{gi}}{POIS \cdot B_{oi}} = 0,135$$

3.4 Análisis del reservorio mediante balance de masa

Se utilizó la metodología iterativa de Tracy para resolver el balance de masa del reservorio y se obtuvieron las relaciones que se aprecian en las **Figuras 6 y 7**. Se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Adimensionalidad del reservorio (tipo tanque).
- Agua producida (W_p) y entrada de agua (W_e) despreciable.
- Comportamiento de los fluidos de acuerdo a sus propiedades PVT.
- Reservorio sin producción del casquete ni segregación gravitacional.
- Características petrofísicas constantes en toda la extensión del reservorio e iguales a los valores promedio.

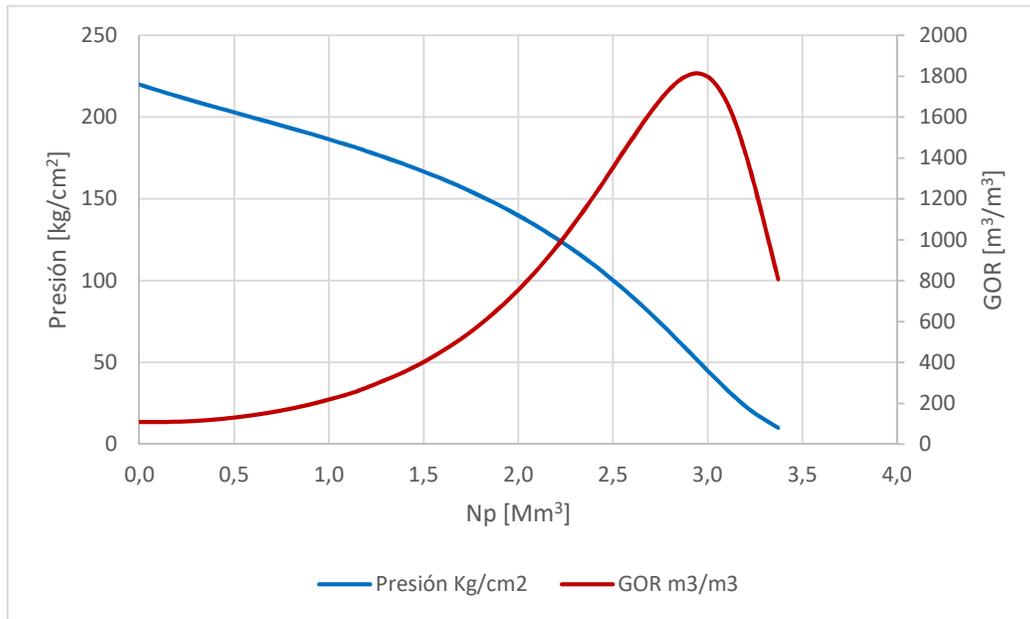


Figura 6: Función de la presión del reservorio y la relación gas-petróleo (GOR) con el petróleo producido acumulado (N_p).

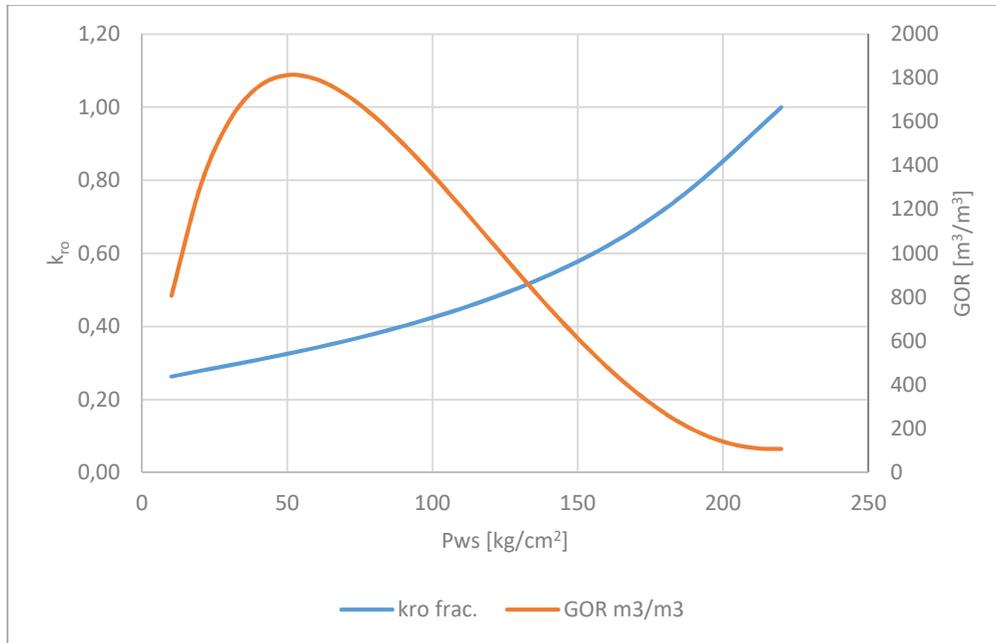


Figura 7: Función de k_{ro} y GOR con la presión estática del reservorio.

3.5 Obtención de curva IPR promedio del yacimiento.

Se utilizaron los datos de presión y caudal de petróleo (Q_o) provenientes de ensayos realizados en 4 pozos para obtener los parámetros de la ecuación de Vogel, lo que nos permite conocer el comportamiento de los pozos graficando la curva IPR (inflow performance relationship). Promediando los parámetros obtenidos se obtuvo la curva IPR promedio que caracteriza el yacimiento, como se ve en la **Figura 8**.

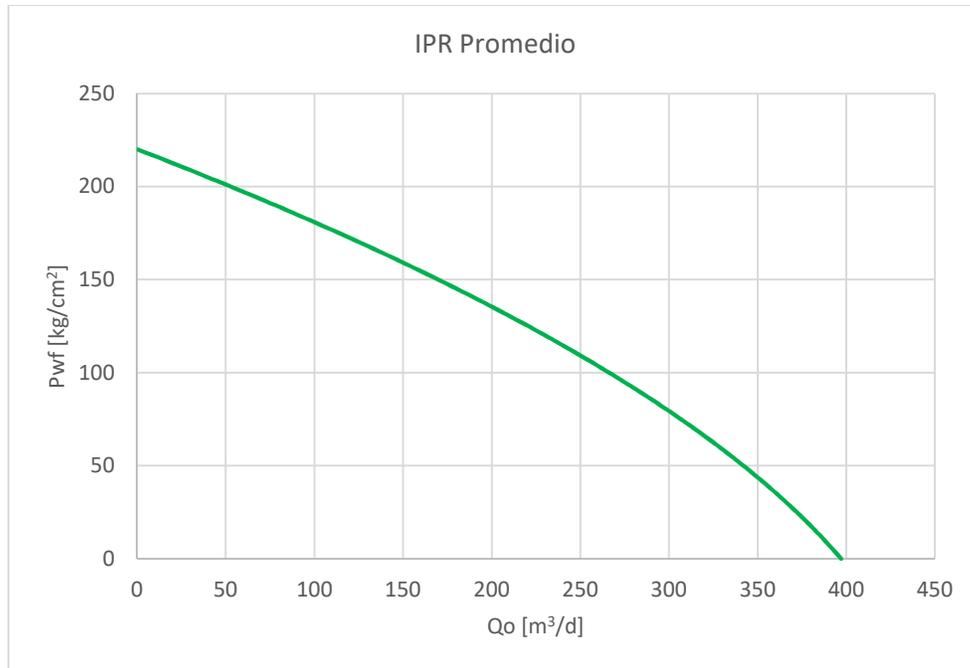


Figura 8: Curva IPR promedio.

3.6 Early production facilities (EPF's)

Las EPF's que posee el yacimiento constan, como se mencionó anteriormente, de dos baterías que se encuentran dispuestas como se puede observar en la **Figura 4**. Estas cuentan con los elementos que se listan en la **Tabla 3**.

Tabla 3: EPF's

Descripción	Cantidad	Capacidad
Separadores bifásicos	2	500 [$\frac{m^3}{d}$]
Tanques ($t_{residencia}=3$ días)	2	1500 [m^3]
Compresor	1	270 [HP]

3.7 Alternativas de desarrollo

Para la confección de este informe se analizaron dos alternativas para el desarrollo del yacimiento "Carú Curá":

- Recuperación primaria por surgencia natural con eventual levantamiento artificial por gas-lift.
- Recuperación secundaria por inyección de agua con eventual levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible.

4 RECUPERACIÓN PRIMARIA

4.1 Hipótesis y consideraciones

Para este escenario se consideraron válidas las hipótesis del balance de materia. También se consideró que, debido a que el campo cuenta con EPF's, se podría vender el crudo y gas sin tratar a un yacimiento vecino con un límite de caudal de petróleo máximo de $450 \left[\frac{m^3}{d} \right]$. Los precios que se consideraron para el análisis se encuentran en la **Tabla 4**.

Tabla 4: Precios considerados.

Precio de petróleo	42 $\left[\frac{USD}{bbl} \right]$
Precio de petróleo sin tratar	38 $\left[\frac{USD}{bbl} \right]$
Precio del gas	2,5 $\left[\frac{USD}{M BTU} \right]$
Precio del gas sin tratar	1,5 $\left[\frac{USD}{M BTU} \right]$
Poder Calórico Superior del gas	0,03 $\left[\frac{M BTU}{sm^3} \right]$

Se consideró que la ingeniería de diseño, construcción y posterior puesta en servicio de las instalaciones de superficie tardarían un año, y que la inversión correspondiente a las mismas estaría distribuida homogéneamente durante este tiempo.

Además para la explotación del yacimiento se trabajará con un sistema de captación baja (presión de boca de pozo de $10 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$). El trazado de la VLP (*vertical lift performance*) se realizó con el programa HOPE utilizando la correlación de Beggs and Brill debido que es la que mejor representa los fenómenos de flujo correspondientes en este análisis. Para la completación se consideró un tubing de producción de $2 \frac{7}{8} [in]$ y se asumió que los pozos son verticales.

Se adoptó un límite de caudal máximo del 85% del AOF (*absolute open flow*) para evitar generar el arrastre de finos que podrían generar daño a la formación.

Una vez que el sistema comienza a ser inestable debido al ahogo propio de los pozos, se procederá a instalar los equipos necesarios para un sistema de levantamiento artificial del tipo gas-lift. Se consideró que este tipo de levantamiento artificial es el más adecuado debido al elevado GOR (relación gas-petróleo) que se tendrá al llegar a las presiones de ahogo.

4.2 Alternativas de desarrollo consideradas

Para este caso se analizaron diferentes regímenes de producción con la finalidad de determinar la condición óptima de desarrollo. Para este análisis no se consideró el costo de adquirir el campo.

Se plantearon cronogramas de perforación que mantuvieran un plateau determinado, con distinta cantidad de pozos perforados. Los escenarios que fueron analizados se aprecian en la

Figura 9. Se analizó el VAN para distintos plateau de producción y para distinto número de pozos perforados (dentro de cada plateau). Se puede deducir entonces que la alternativa que maximiza el VAN (139 [MUSD]) es aquella que mantiene un plateau de producción de petróleo de 2200 $[\frac{m^3}{d}]$, con 13 pozos productores. Esta alternativa será desarrollada en detalle en lo que resta de este capítulo.

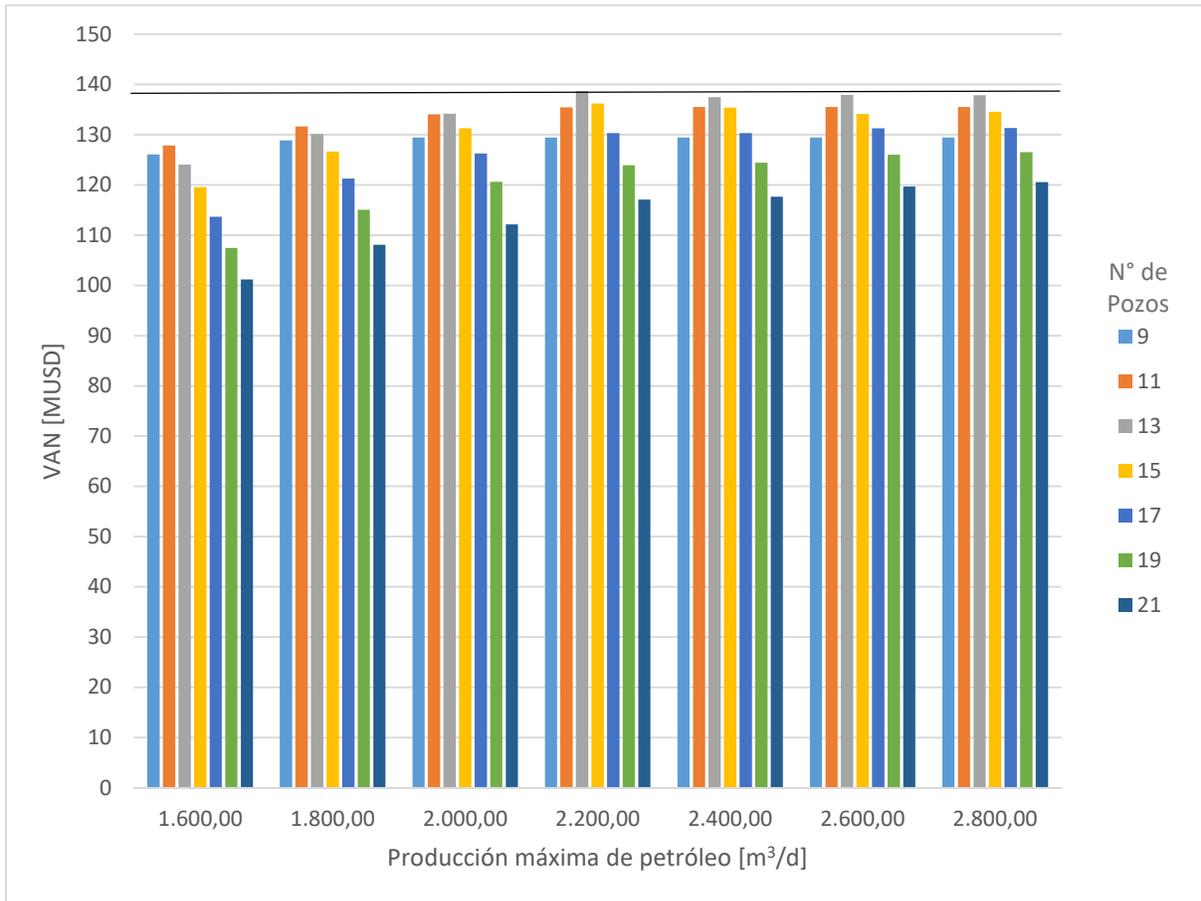


Figura 9: Valor del VAN para diferentes capacidades de planta instalada y diferentes números de pozos perforados.

4.3 Pronóstico de producción

En la **Figura 10** se muestra el pronóstico de producción de petróleo y gas para el escenario de 13 pozos con una producción máxima de 2200 $[\frac{m^3}{d}]$. Este pronóstico fue realizado con las hipótesis y consideraciones antes mencionadas. Se aprecia que durante el primer año la producción se ve limitada por la capacidad de venta del petróleo sin tratamiento, luego se concluye la construcción de las instalaciones de superficie y se alcanza el plateau de producción de 2200 $[\frac{m^3}{d}]$ que se mantiene por aproximadamente un año y 3 meses y posteriormente declina.

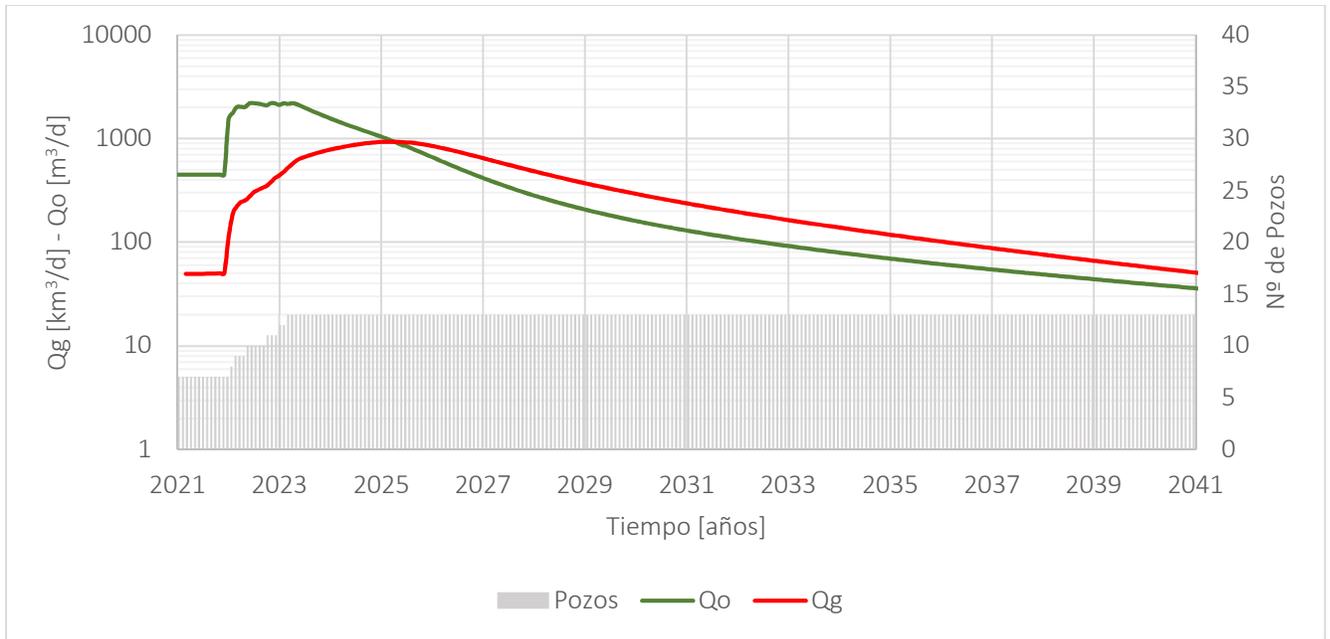


Figura 10: Pronostico de producción.

A continuación, se puede observar la distribución de los pozos a perforar y su ubicación en el yacimiento. Se debe aclarar que, mediante los cálculos realizados y a partir del balance de masa, se concluye que el reservorio tiene un índice de productividad muy alto (debido a la baja viscosidad del petróleo). Es por ello que, con una menor cantidad de pozos, se logra el drenado del yacimiento. Con este escenario se obtiene un factor de recobro del 17,8 %.

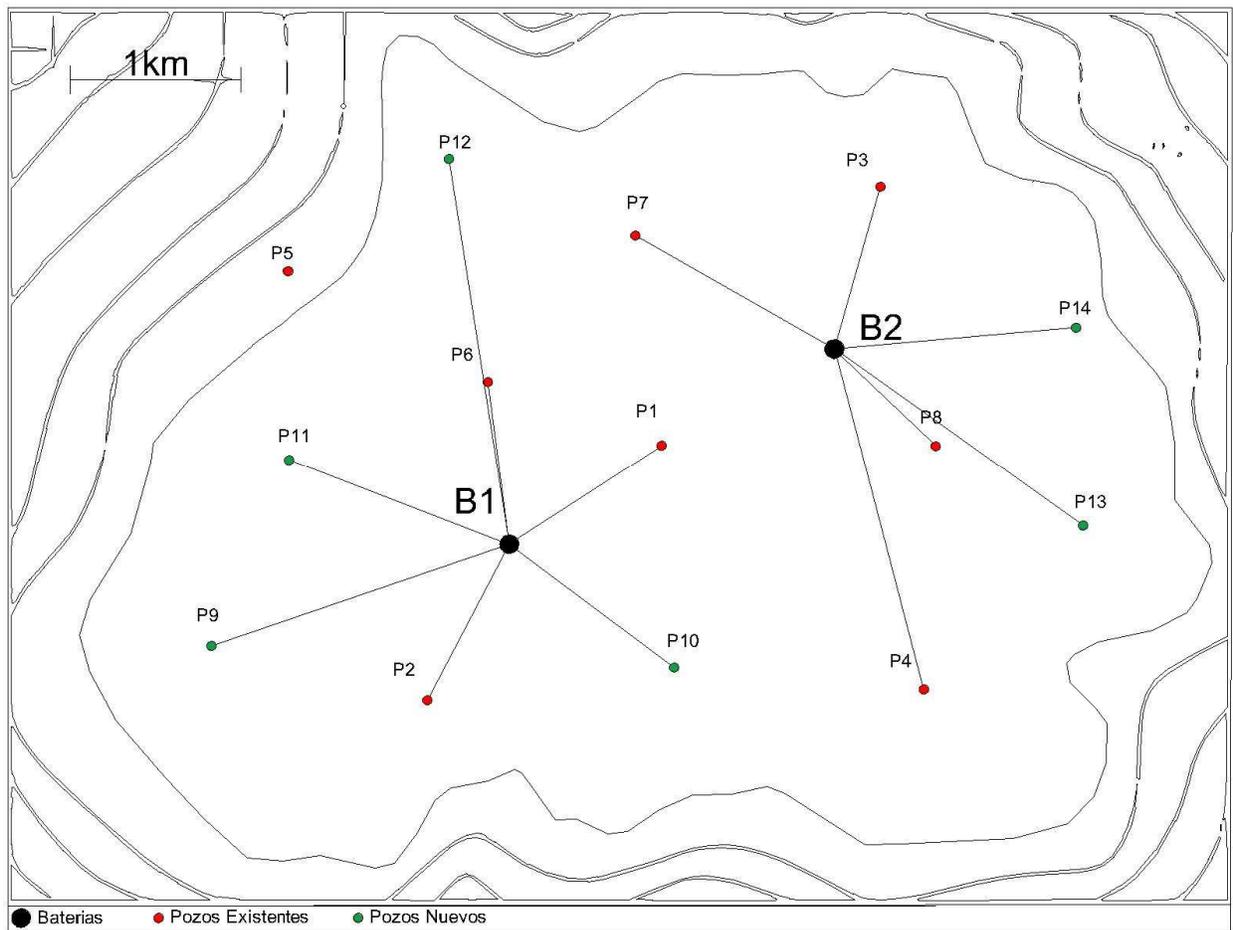


Figura 11: Distribución de pozos y baterías.

4.4 Instalaciones de producción y sistema de levantamiento

Como se mencionó anteriormente, en el yacimiento se cuenta con early production facilities (EPF's) que consisten en dos baterías con separadores bifásicos, tanques y dos compresores. Para el diseño de las instalaciones de producción se tuvo en cuenta la expansión de dichas baterías. En base al pronóstico de producción, es posible determinar la capacidad de diseño de las plantas de tratamiento de petróleo, gas y agua, así como, el momento en el que serán requeridas.

Para la planta de tratamiento de petróleo se consideró una capacidad de diseño de $2400 \left[\frac{m^3}{d} \right]$ (10% superior al máximo de producción de petróleo). Los equipos necesarios para el tratamiento y la entrega del petróleo, junto con el costo estimado de la planta (considerando costo de equipos, obra civil, material de piping y estructuras, instrumentos, montaje, comissioning, ingeniería y management), se muestran en la **Tabla 5**.

Tabla 5: Equipos de planta de tratamiento de petróleo

Descripción	Cantidad	Parámetro de diseño
Free water knock out drum	1	2670 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Tratador Térmico	1	2550 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Bombas tornillo	2	30 [HP]
Manifold de planta	1	2 líneas
Desalador	1	2400 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Tanque pulmón ($t_{residencia}=12$ horas)	1	1270 $[m^3]$
Tanques de almacenamiento ($t_{residencia}=3$ días)	2	3430 $[m^3]$
Bombas de despacho	2	133 [HP]
Oleoducto	33 [km] – 6 [in]	2400 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Costo total de la planta (incluyendo costos de diseño e instalación): 59[MUSD]		

Con el fin de comenzar la explotación adecuada del yacimiento se consideró la construcción de las instalaciones de superficie durante el primer año de concesión. Para el transporte del petróleo se consideró necesaria la instalación de un oleoducto enterrado de 33 [km] que se una con un oleoducto propiedad de Oldelval S.A.

El cambio que se evidencia en la producción de gas justifica instalar en el 2022 un módulo capaz de tratar $600 \left[\frac{k Sm^3}{d}\right]$ y otro de igual capacidad en el año 2023 para satisfacer el requerimiento de la máxima producción de gas ($1,2 \left[\frac{M Sm^3}{d}\right]$ considerando un margen de seguridad de $0,2 \left[\frac{M Sm^3}{d}\right]$) que se experimenta en el año 2025. Debido a que el gas asociado no presenta alto contenido de CO₂, N₂ ni H₂S los módulos a instalar consisten en una planta de ajuste de rocío con inyección de monoetilenglicol (MEG), sin necesidad de otro tratamiento.

El gas se tratará para lograr las condiciones requeridas para inyectar en un gasoducto de ENARGAS (dichos requerimientos se presentan en el **Anexo 1**) que se encuentra a 4,7 [km] de la planta. En la **Tabla 6** se muestran los equipos necesarios para el tratamiento y despacho del gas natural, así como el costo de cada módulo (con las mismas consideraciones que en la estimación de la planta de petróleo).

Tabla 6: Equipos de planta de tratamiento de gas.

Descripción	Cantidad	Parámetro de diseño
Manifold de planta	1	2 líneas
Plantas de ajuste de punto de rocío	2	560 $\left[\frac{k Sm^3}{d}\right]$
Compresores	4	2200 [HP]
Gasoducto	4,7 [km] – 14 [in]	1200 $\left[\frac{k Sm^3}{d}\right]$
Módulo 1: 22 [MUSD]		
Módulo 2: 21 [MUSD]		

Las demás instalaciones que se deberán construir se encuentran en la **Tabla 7**.

Tabla 7: Otras instalaciones.

Descripción	Monto [MUSD]
Sistema contra incendios	1,00
Antorcha	0,85
Adecuación de baterías ya existentes	4,50
Flowlines	3,92
Planta de tratamiento de agua	1,00
Total 11 [MUSD]	

En la evaluación del sistema de levantamiento artificial a utilizar se determinó que, debido al elevado GOR que alcanzará el yacimiento, resultaría poco conveniente utilizar bombeo mecánico o bombeo electro-sumergible; por lo tanto, se considera que la alternativa más adecuada es un sistema gas-lift continuo con recirculación del gas producido por el propio yacimiento. Para ello se determinó el GOR óptimo que garantiza la producción estable de los pozos manteniendo un régimen de explotación técnica y económicamente viable. Esto se realizó trazando a través del programa HOPE las curvas VLP para varios GOR, resultando en un GOR óptimo de 3000 $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$. Para lograr dicho GOR se requerirá un caudal aproximado de gas de 120 $\left[\frac{k Sm^3}{d}\right]$. A partir de la curva VLP y las curvas IPR para diferentes grados de depletación del campo se determinó una ley para la Pwf (presión de fondo fluente) a diferentes Pws (Presión de fondo estática).

En la **Tabla 8** se muestra los valores estimados de los equipos y operaciones necesarias para el sistema. Se estima que su instalación y la de todos sus componentes se completará el año 2024.

Tabla 8: Inversión Gas Lift.

Descripción	Cantidad	Costo [MUSD]
Compresores alternativos	2	10,16
Flowlines	-	1,95
Intervención de pozos	13	6,50
Total		19,11

4.5 Evaluación económica

Para la evaluación económica se calculó el flujo de caja considerando valores estimados de CAPEX (inversiones en bienes de capital) y OPEX (costos operativos), así como los precios que se encuentran en la **Tabla 4** y el pronóstico de producción que se muestra en la **Figura 10**.

Para la estimación de CAPEX se utilizaron los valores de las instalaciones de producción estimados anteriormente, sumados a los que se aprecian en la **Tabla 9**. Se consideró que el 10% de los pozos perforados resultan estériles y que se comprarán 5 autos que se renovarán cada 5 años.

Tabla 9: Inversión CAPEX.

Descripción	Monto [MUSD]
Costo pozo estéril	1,8
Perforación pozo productivo	2,2
Terminación	0,7
Vehículos (c/u)	0,04

Es importante mencionar que los pozos estériles son considerados pérdida y se amortizan totalmente el mismo año de su perforación. Los vehículos se amortizan linealmente en 5 años, mientras que para el resto de los bienes se consideró una amortización de acuerdo a las reservas, utilizando la fracción de la producción de ese año sobre las reservas restantes del yacimiento como factor de amortización.

Para la estimación de OPEX se emplearon los siguientes valores para costos fijos y variables.

OPEX fijo según producción de petróleo:

- Producción menor o igual a 100 $\left[\frac{kbbbl}{año}\right]$: $0,5 \left[\frac{Musd}{año}\right]$.
- Mayor a 100 y menor o igual a 250 $\left[\frac{kbbbl}{año}\right]$: $0,7 \left[\frac{Musd}{año}\right]$.
- Mayor a 250 y menor o igual a 500 $\left[\frac{kbbbl}{año}\right]$: $0,95 \left[\frac{Musd}{año}\right]$.
- Mayor a 500 $\left[\frac{kbbbl}{año}\right]$: $1,2 \left[\frac{Musd}{año}\right]$.

OPEX fijo según producción de gas:

- Producción menor o igual a $500 \left[\frac{Mm^3}{año} \right]$: $0,3 \left[\frac{Musd}{año} \right]$..
- Mayor a 500 y menor o igual a $950 \left[\frac{Mm^3}{año} \right]$: $0,5 \left[\frac{Musd}{año} \right]$.
- Mayor a 950 $\left[\frac{Mm^3}{año} \right]$: $0,8 \left[\frac{Musd}{año} \right]$.

OPEX variable según producción de petróleo y gas: $7 \left[\frac{USD}{boe} \right]$.

OPEX variable según número de pozos activos: $2200 \left[\frac{USD}{pozo} \right]$.

Los impuestos que se tomaron en cuenta para este análisis fueron los siguientes:

- El impuesto a créditos y débitos bancarios: se tuvo en cuenta un 1,2% de los desembolsos si el flujo de caja resulta positivo y un 1,2% de los ingresos si resulta negativo.
- Ingresos brutos: 2,5% de los ingresos.
- Impuesto a las ganancias: 35% de los resultados económicos considerando que el primer año no se paga y que el segundo año se paga la totalidad del impuesto correspondiente al primer año y un 70% del correspondiente al segundo año. A partir de ese momento se procede a pagar un 30% correspondiente al año anterior y un 70% del impuesto del año corriente.

En lo referente a las regalías se consideró un 12% de los ingresos por venta de petróleo y gas menos los costos de tratamiento y transporte estimados en $1,59 \left[\frac{USD}{bbl} \right]$ y $0,01 \left[\frac{USD}{m^3} \right]$ respectivamente.

Se estima que el campo se abandonará al finalizar la concesión (finales del 2040). A ese punto se habrá desarrollado el 17,8% del yacimiento, resultando en una cantidad de reservas de $3,2 \left[Mm^3 \right]$. Cabe destacar que para este análisis no se consideraron los costos de abandono del área.

En el **Anexo 3** se adjunta el flujo de caja simplificado correspondiente a esta alternativa.

4.6 Indicadores económicos y análisis de sensibilidad

Los indicadores presentados en esta sección no tienen en cuenta el costo de adquisición del área. En la **Figura 12** se muestra el perfil del VAN para este escenario y en la **Figura 13**, el flujo de caja acumulado.

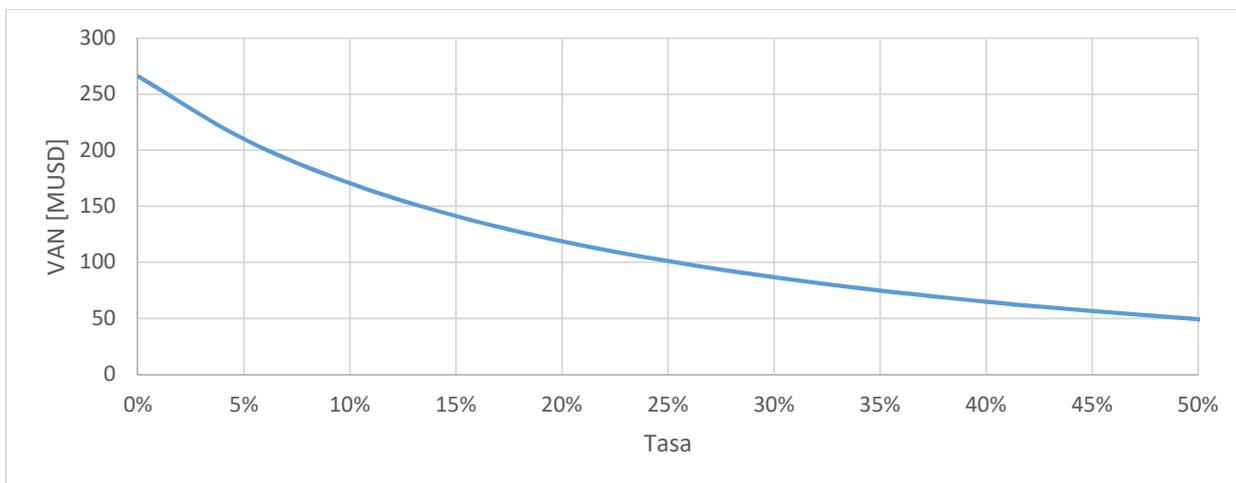


Figura 12: Perfil de VAN.

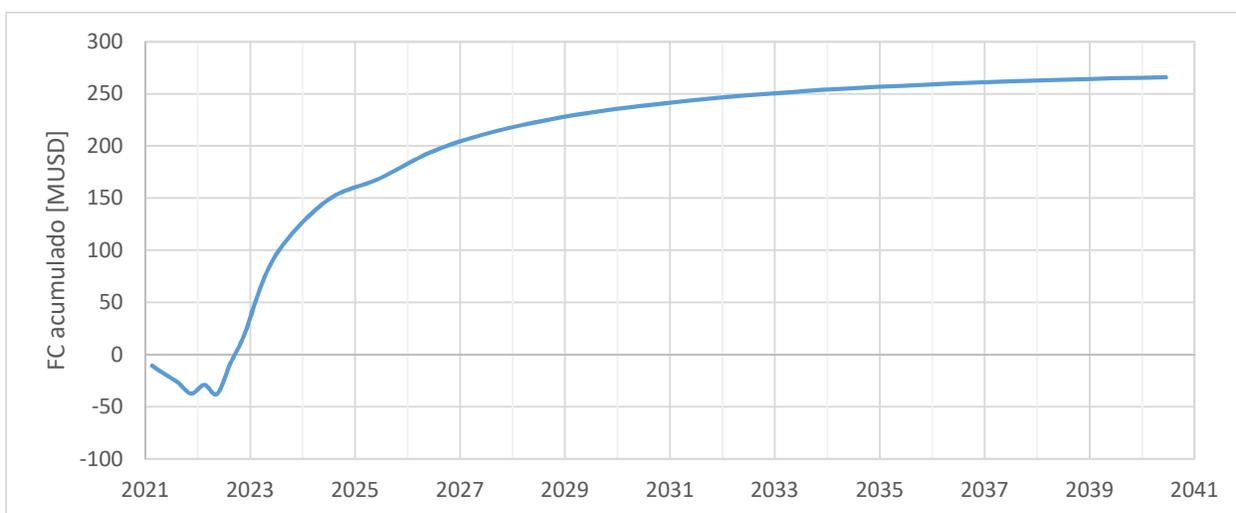


Figura 13: Flujo de caja acumulado.

En la **Tabla 10** se resumen los principales indicadores económicos (sin considerar el costo de adquisición).

Tabla 10: Indicadores económicos.

VAN a tasa del 15%	139 [MUSD]
Máxima exposición	37 [MUSD]

Se analizaron los efectos en la variación de producción, CAPEX, OPEX y del precio del crudo, **Figura 14.**

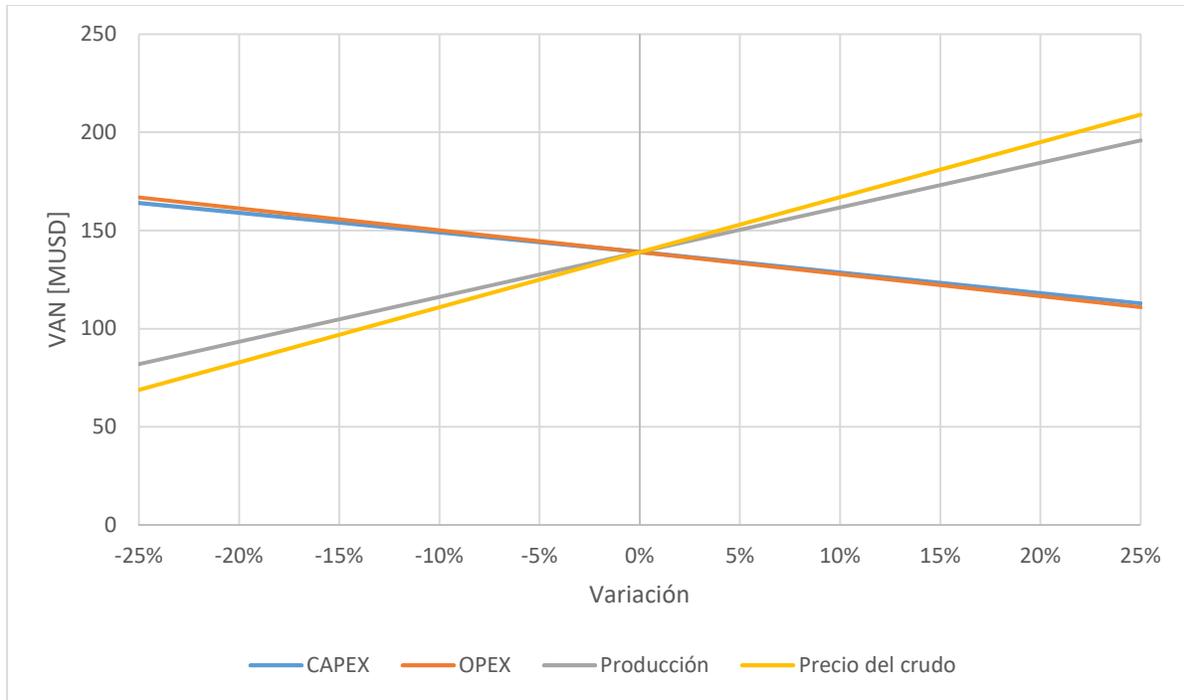


Figura 14: Sensibilidad del proyecto.

4.7 Valuación del proyecto

Para la valuación del proyecto se calculó el VAN a una tasa de corte del 15% y se consideró la amortización del campo de acuerdo a las reservas desarrolladas período a período. Esta valuación brinda un precio máximo a ofertar por el campo de 176 [MUSD], resultando en un precio por barril de reserva de 8,76 $\left[\frac{USD}{bbl}\right]$. Considerando dicho precio máximo recomendable, como se muestra en la **Figura 15**, se tendría una máxima exposición de 213 [MUSD] y un período de repago de 3 años y 3 meses.

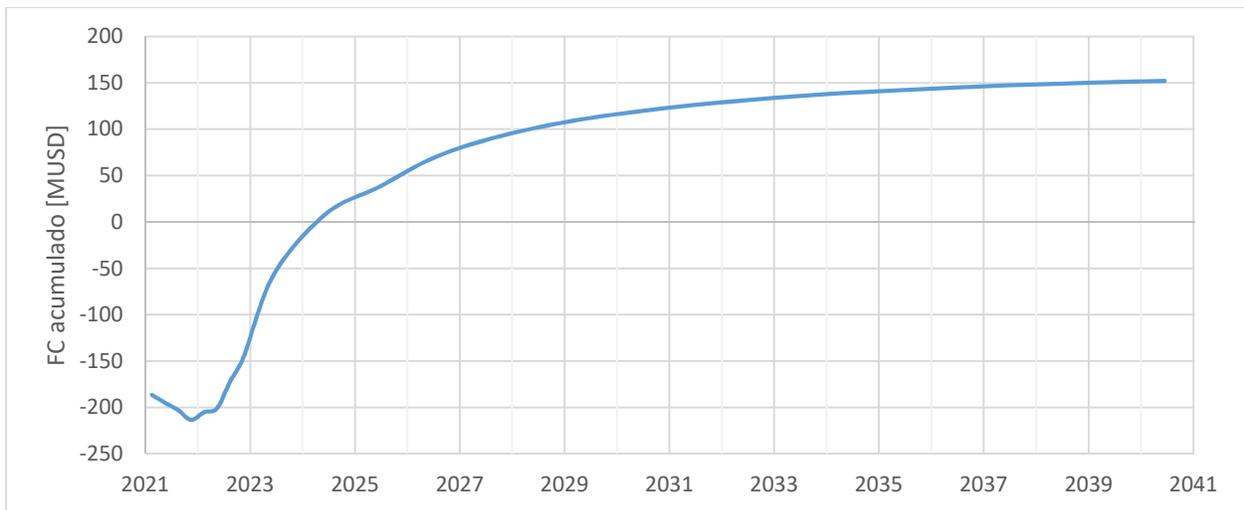


Figura 15: Flujo de caja acumulado considerando el costo del campo.

4.8 Conclusiones

Se puede concluir que el desarrollo del campo por recuperación primaria no requerirá la perforación de gran cantidad de pozos gracias a la elevada conductividad que presenta el reservorio, siendo 13 el número óptimo de pozos productores resultando en un área de drenaje de 420 $\left[\frac{\text{acres}}{\text{pozo}}\right]$. El plateau de producción que maximiza el VAN es de 2200 $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{d}}\right]$ de caudal de petróleo y resulta en un pico de producción de gas en el año 2024 de 1 $[M \text{Sm}^3]$. El factor de recuperación máximo económicamente alcanzable es de 17,8%, resultando en unas reservas totales de petróleo de 3,2 $[Mm^3]$.

Se destaca que, de optar por este método de explotación, resulta recomendable ofertar como máximo 176 $[MUSD]$ por el campo. Cabe mencionar que este proyecto resulta especialmente sensible a la producción y, principalmente, al precio del petróleo.

5 Recuperación secundaria

5.1 Hipótesis y consideraciones

Se realizó el estudio de la explotación del yacimiento mediante una recuperación secundaria. Para realizar el pronóstico de producción se utilizó el método analítico de Craig, Geffen y Morse. Se determinaron entonces los caudales de producción de petróleo e inyección de agua, en función del tiempo.

Las hipótesis que considera el método son:^{iv}

1. La eficiencia areal irá variando con el tiempo, pero la eficiencia vertical se asumirá constante al 100%.
2. Se calcula para un *pattern five spot normal*.
3. El gas recomprimido “desaparece”, no ocupa espacio ni se licua.
4. El perfil de presión se mantiene constante a lo largo de todo el modelo.
5. Los líquidos se asumen incompresibles durante todo el cálculo.
6. Para los cálculos de caudales con Darcy se asume un único fluido móvil por el banco.
7. Se asume que el comportamiento de la eficiencia de desplazamiento en dos dimensiones es idéntico al de una dimensión.

Por los estudios realizados se concluye que resulta conveniente comenzar con la inyección de agua lo más temprano posible, para evitar la caída de presión en el yacimiento, que tendría como consecuencia un aumento de saturación de gas al comienzo de la recuperación secundaria. Dicho aumento retrasa la respuesta a la secundaria y, por el otro lado, una disminución en la presión del reservorio también impacta negativamente en la viscosidad del petróleo.

Se adjuntan en el **Anexo 2** los datos iniciales considerados para el cálculo. Se consideró un factor de procesamiento de 0,1 obteniéndose entonces una malla cuadrada de 943 [m] de lado.

Hipótesis complementarias:

- En este escenario se consideran los mismos precios analizados en el apartado previo y las mismas EPF's.
- Adicionalmente se tienen como hipótesis dentro del marco estructural del proyecto un caudal de producción de $450 \left[\frac{m^3}{día} \right]$ durante el primer año hasta la construcción y la puesta en marcha de las instalaciones requeridas para poder procesar los fluidos a producir.
- La inyección de agua comienza el mes 10 del primer año, ya que se necesitan perforar los primeros pozos inyectoros y contar con la planta de tratamiento de agua.
- El agua a inyectar será comprada a $2,3 \left[\frac{usd}{m^3} \right]$. Luego de alcanzado el breakthrough esta se complementará con agua de producción tratada.

^{iv} A. Bugari, “Pronósticos: Analíticos Craig, Geffen & Morse, páginas 5-7”

- Los 7 pozos originales del campo, en un comienzo producirán por primaria. Una vez completado el fill-up (llenado del reservorio) se comenzará la producción afectada por la recuperación secundaria. La producción por primaria se calculó de la misma manera que se hizo en el apartado previo. En cambio, la producción por secundaria es la resultante de los cálculos realizados mediante Craig, Geffen y Morse. En este caso se instalarán bombas electro-sumergibles en los pozos productores.
- Se consideró una saturación de gas al inicio de la recuperación secundaria de 1 %. Dicha saturación de gas inicial se calculó luego de considerar los cambios de presión en el reservorio, por explotar mediante recuperación primaria los primeros dos meses (**Anexo 2**).
- Teniendo en cuenta las dimensiones del pattern se dividió al reservorio como se muestra en la **Figura 16**. Cabe resaltar que para los cálculos se usó como referencia el pattern 8. En total se deben perforar 39 pozos inyectores, 21 pozos productores y finalmente se cambiarán 2 pozos productores existentes a inyectores. A su vez, el pozo 5 se acondicionará para ser utilizado como pozo inyector.
- Para los costos se asume que los pozos inyectores son un 10 % más baratos que los pozos productores (ver **Tabla 9**) y los cambios de productor a inyector tienen un costo de 1 [MUSD].
- Los pozos de los patterns serán perforados y puestos en funcionamiento de manera progresiva en distintas secuencias que se analizarán en el apartado siguiente.

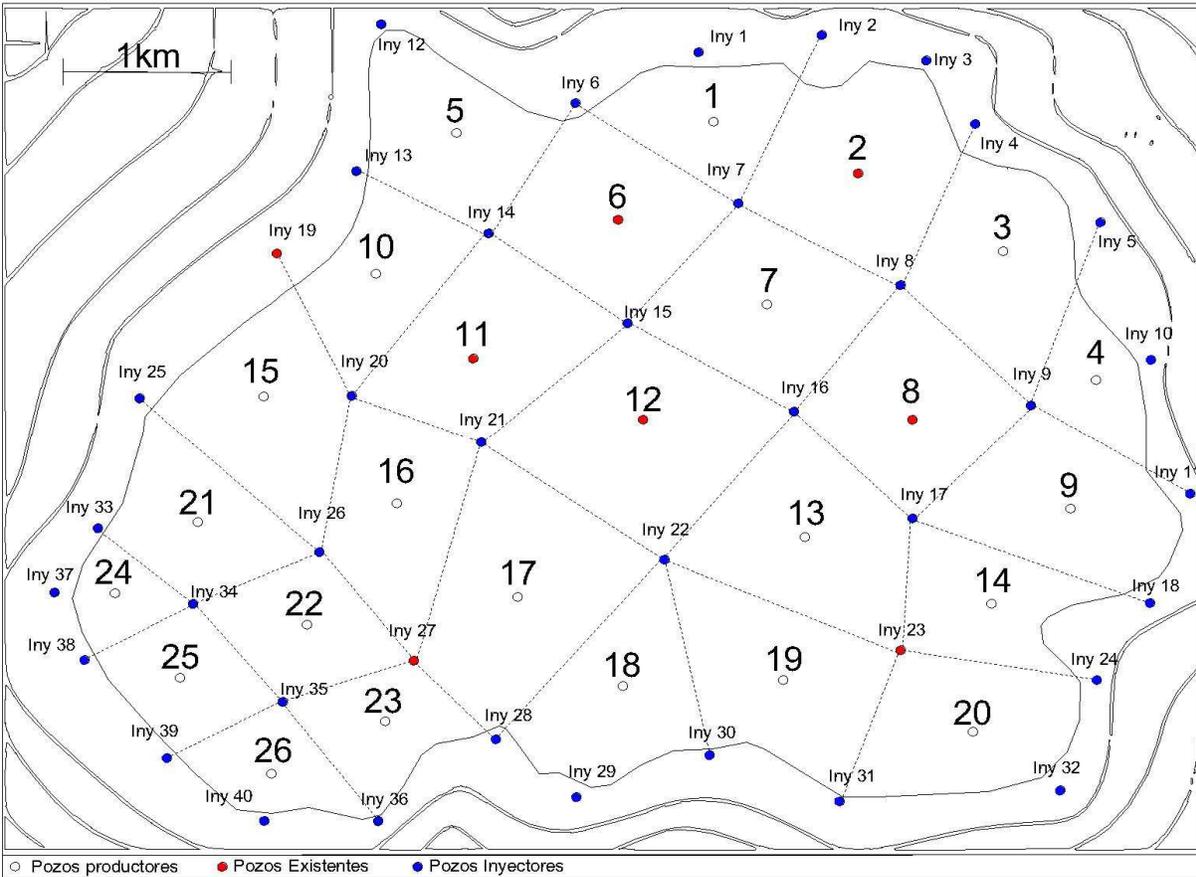


Figura 16: Distribución de mallas para explotación del yacimiento.

5.2 Alternativas de desarrollo consideradas

Se analizaron 3 alternativas de desarrollo del yacimiento. Para esto se siguieron distintos criterios, en los primeros dos escenarios se buscó mantener un plateau de producción de 3300 $\left[\frac{m^3}{día}\right]$ y 4400 $\left[\frac{m^3}{día}\right]$, por al menos cuatro años. Luego en el tercer escenario se buscó un equilibrio técnico económico entre la perforación y puesta en marcha de los distintos patterns, resultando en un pico máximo de producción de 5100 $\left[\frac{m^3}{día}\right]$.

En la **Figuras 17, 18 y 19** se muestran los pronósticos de producción correspondientes a los 3 escenarios y en la **Figura 20** se expresan sus respectivos regímenes de ingreso de patterns.

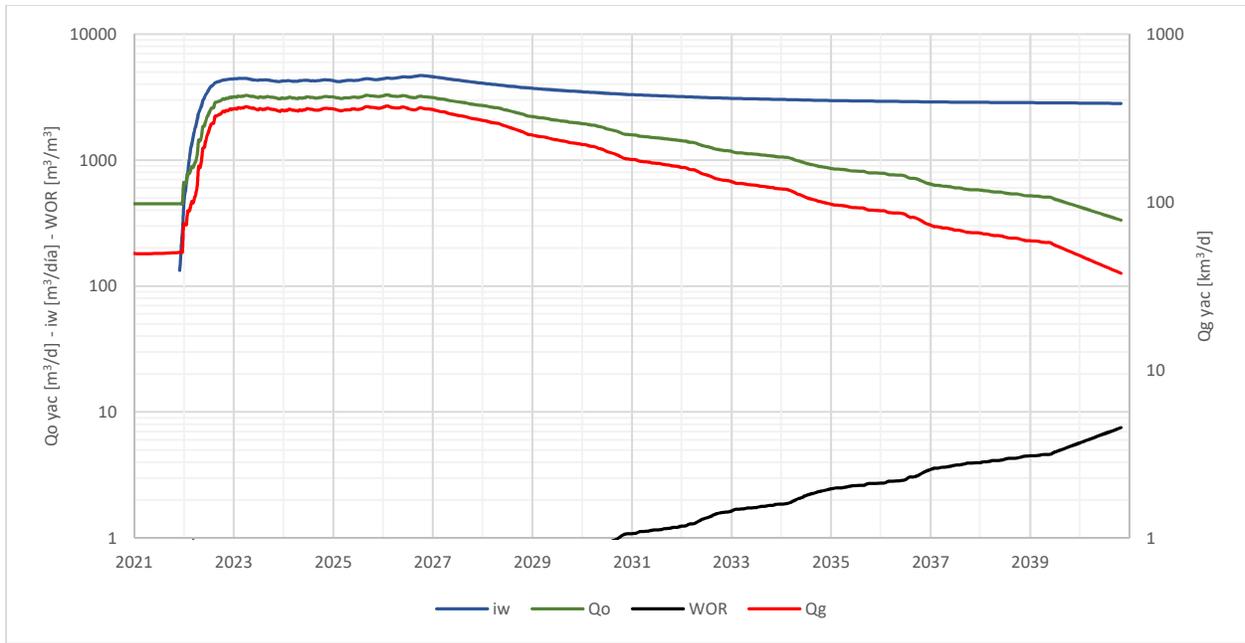


Figura 17: Escenario 1 - Plateau 3300 $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{d}}\right]$.

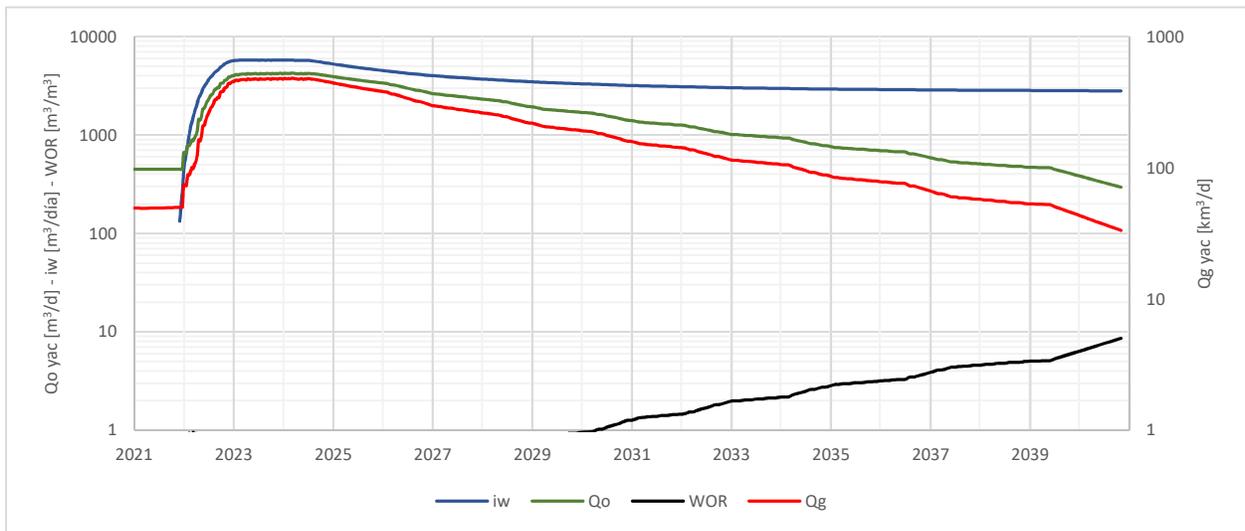


Figura 18: Escenario 2 - Plateau 4300 $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{d}}\right]$.

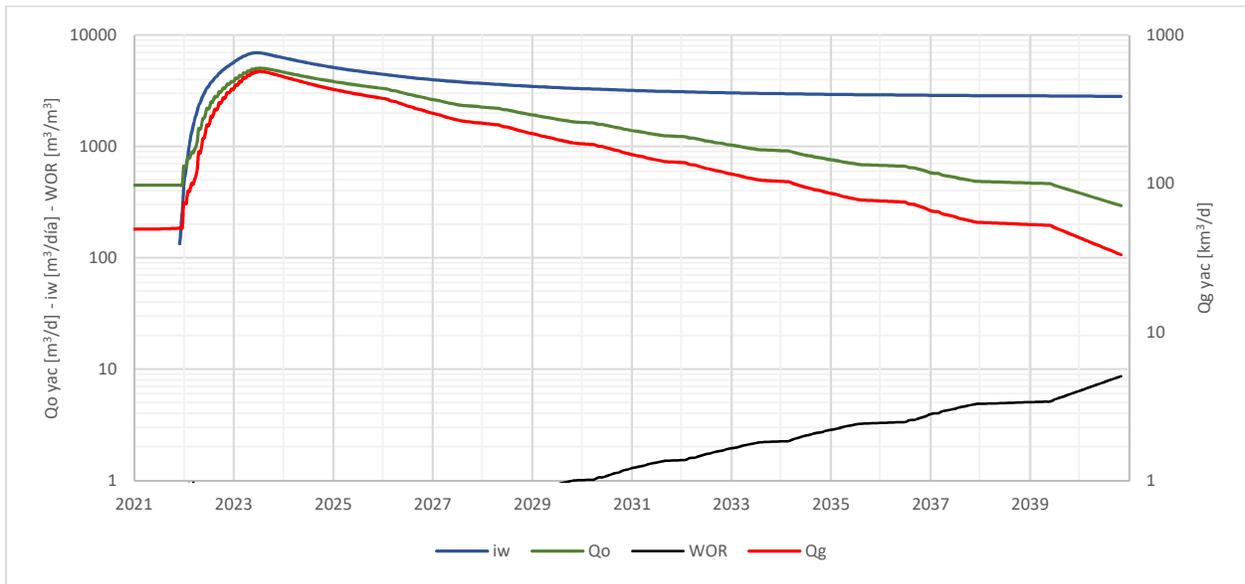


Figura 19: Escenario 3 – Producción máxima 5100 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$.

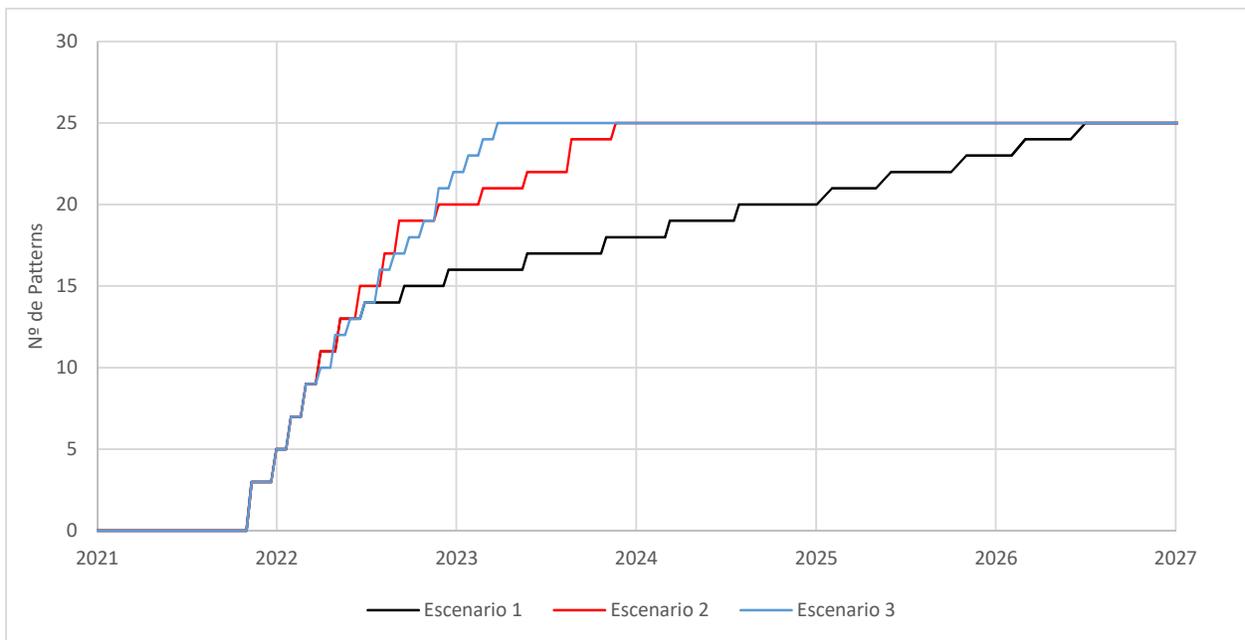


Figura 20: Regímenes de ingreso de patterns

Considerando el VAN de cada escenario, que se expresa en la **Tabla 11**, se decidió analizar detalladamente el escenario 3.

Tabla 11: Escenarios considerados.

Escenario	Producción máxima $\left[\frac{m^3}{día}\right]$	VAN [MUSD]	Máxima Exposición [MUSD]
1	3300	267	274
2	4300	283	312
3	5100	285	316

5.3 Instalaciones de superficie

Se tuvieron las mismas consideraciones que en el caso de recuperación primaria respecto a las EPF's con la diferencia de que se deberán incorporar 2 baterías adicionales a las ya existentes e instalar separadores trifásicos en las baterías ya existentes. En base al pronóstico de producción se puede determinar la capacidad de diseño de las plantas de tratamiento de petróleo, gas y agua, así como, el momento en el que son requeridas.

Para la planta de tratamiento de petróleo se consideró una capacidad de diseño de 5600 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$ (10% superior al máximo de producción de petróleo). Los equipos necesarios para el tratamiento y la entrega del crudo, junto con su costo, se encuentran en la **Tabla 12**.

Tabla 12: Equipos de planta de tratamiento de petróleo

Descripción	Cantidad	Parámetro de diseño
Free water knock out drum	1	6140 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Tratador Térmico	2	2920 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Bombas tornillo	2	68 [HP]
Manifold de planta	1	4 líneas
Desalador	2	2800 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Tanque pulmón ($t_{residencia}=12$ horas)	1	2920 $[m^3]$
Tanques de almacenamiento ($t_{residencia}=2$ días)	3	3720 $[m^3]$
Bombas de despacho	3	170 [HP]
Oleoducto	33 [km] – 8 [in]	5600 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Total: 117 [MUSD]		

Al igual que para el caso de recuperación primaria se considera que las instalaciones de superficies serán construidas durante el primer año del proyecto y que para el transporte del

crudo se instalará un oleoducto enterrado de 33 [km] que se una con un oleoducto propiedad de Oldelval S.A.

El gas se tratará para lograr las condiciones requeridas para inyectar en un gasoducto de ENARGAS (dichos requerimientos se presentan en el **Anexo 1**) que se encuentra a 4,7 [km] de la planta. A diferencia del caso analizado en el capítulo anterior, en este caso no se instalarán dos módulos, sino que se construirá la totalidad de las instalaciones para el tratamiento de gas en conjunto con las de petróleo. En la **Tabla 13** se muestran el costo de los equipos necesarios para el tratamiento y despacho del gas natural.

Tabla 13: Equipos de planta de tratamiento de gas.

Descripción	Cantidad	Parámetro de diseño
Manifold de planta	1	4 líneas
Plantas de ajuste de punto de rocío	1	690 $\left[\frac{kSm^3}{d}\right]$
Compresores	2	1100 [HP]
Gasoducto	4,7 [km] – 10 [in]	700 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Total: 24 [MUSD]		

En la **Tabla 14** se muestran los equipos correspondientes a la planta de tratamiento de agua.

Tabla 14: Equipos de planta de tratamiento de agua.

Descripción	Cantidad	Parámetro de diseño
Manifold	1	4 líneas
Tanque Skimmer ($t_{residencia}=12$ horas)	1	3485 $[m^3]$
Unidad de Flotación	3	2330 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Tanque de Almacenamiento ($t_{residencia}=2$ días)	4	3485 $[m^3]$
Bombas de Inyección	3	270 [HP]
Ducto de agua iny. (Troncal y líneas de iny.)	-	6970 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Ductos de agua de producción	-	6970 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Total: 25 [MUSD]		

Las demás instalaciones que se deberán construir se encuentran en la **Tabla 15**.

Tabla 15: Otras instalaciones.

Descripción	Monto [MUSD]
Sistema contra incendios	2
Antorcha	0,6
Baterías	46
Flowlines de petróleo y gas	7
Total: 51 [MUSD]	

5.4 Evaluación económica

Para la evaluación económica se calculó el flujo de caja considerando valores estimados de CAPEX y OPEX, así como los precios que se encuentran en la **Tabla 4** y el pronóstico de producción que se muestra en la **Figura 19**.

Para la estimación de CAPEX se utilizaron los mismos valores que se consideraron en el análisis de recuperación primaria, sumados a los que se pueden apreciar en la **Tabla 16**.

Tabla 16: CAPEX adicionales para recuperación secundaria

Descripción	Monto [MUSD]
Costo de conversión de pozo productor a inyector	1
Perforación pozo inyector	2,6
Instalación de BES	0,7

Para la estimación de OPEX variable según producción se utilizaron los valores estimados para petróleo y gas que se consideraron en el caso de primaria, sumados a un valor de $2 \left[\frac{USD}{m^3} \right]$ correspondientes al tratamiento del agua producida. También se consideró la aproximación a los OPEX variables según número de pozos activos como se ha visto previamente.

Las consideraciones relacionadas a las amortizaciones y a los impuestos resultaron las mismas que las analizadas en el capítulo anterior.

El flujo de caja correspondiente a el desarrollo del campo a través de esta alternativa se encuentra en el **Anexo 4**.

5.5 Indicadores económicos y análisis de sensibilidad

Los indicadores presentados en esta sección no tienen en cuenta el costo de adquisición del área. En la **Figura 21** se muestra el perfil del VAN para este escenario y en la **Figura 22**, el flujo de caja acumulado.

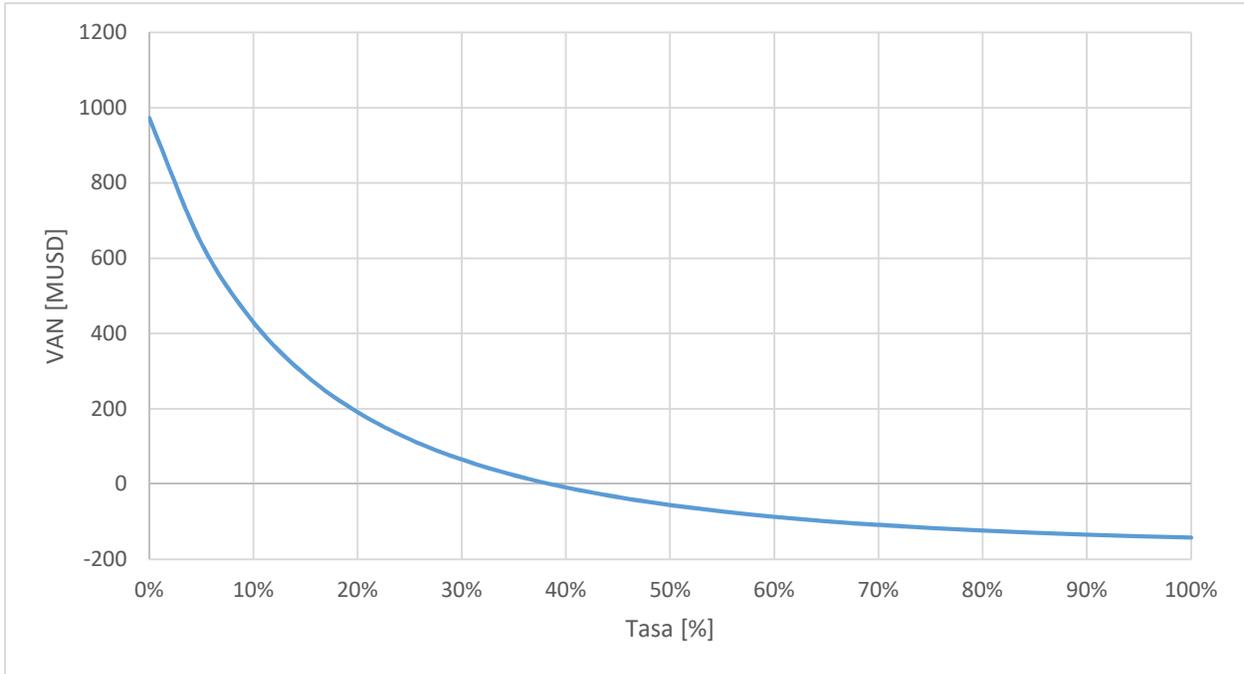


Figura 21: Perfil del VAN

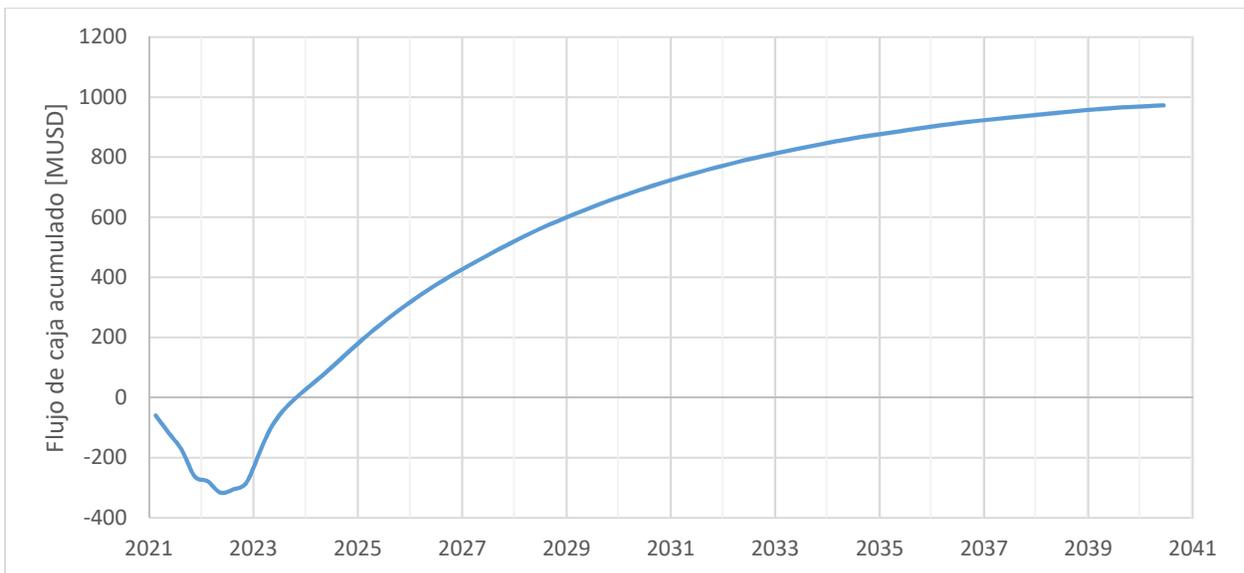


Figura 22: Flujo de caja acumulado

En la **Tabla 17** se resumen los principales indicadores económicos (sin considerar el costo de adquisición)

Tabla 17: Indicadores económicos.

VAN a tasa del 15%	285 [MUSD]
Máxima exposición	316 [MUSD]

Se analizaron los efectos en la variación de producción, CAPEX, OPEX y del precio del crudo, **Figura 23**. De dicho gráfico se puede concluir que el VAN se ve afectado de formas prácticamente idénticas con las variaciones en CAPEX y OPEX; y en producción y precio de petróleo.

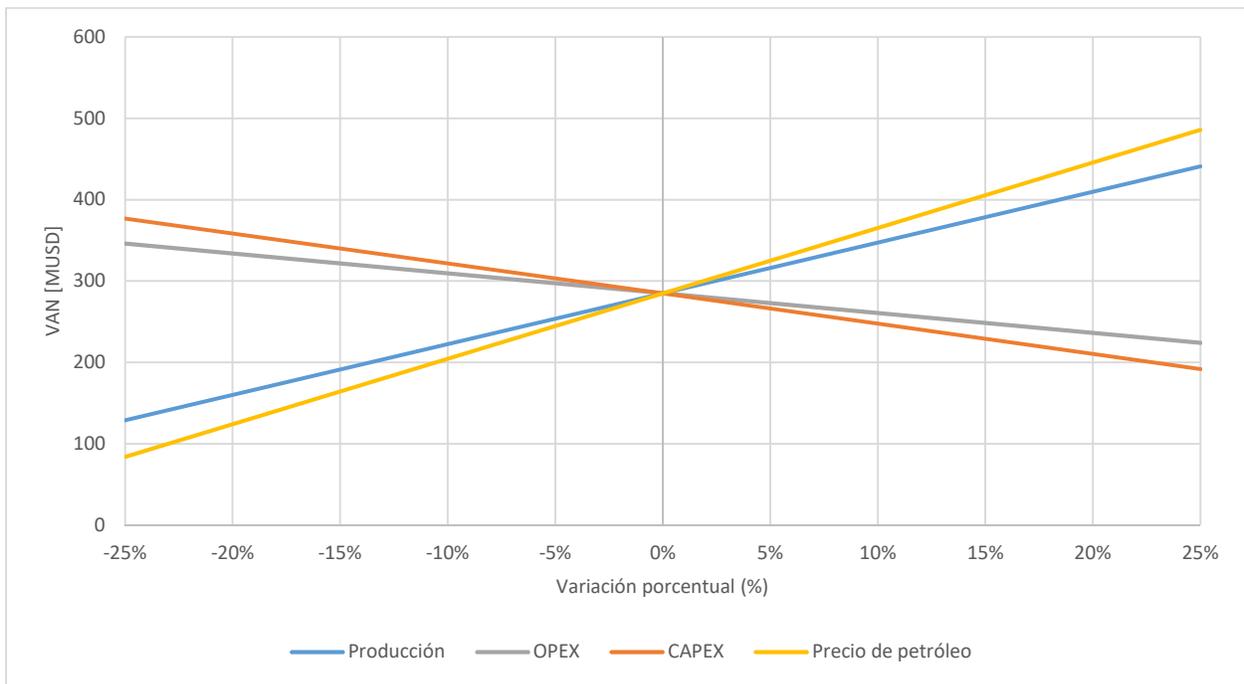


Figura 23: Análisis de sensibilidad del proyecto

5.7 Valuación del proyecto

Para la valuación del proyecto se calculó el VAN a una tasa de corte del 15% y se consideró la amortización del campo de acuerdo a las reservas desarrolladas período a período. Esta valuación brinda un precio máximo a ofertar por el campo de 337 [MUSD], resultando en un precio por barril de reserva de 4,4 $\left[\frac{USD}{bbl}\right]$. Considerando dicho precio máximo recomendable, como se muestra en la **Figura 24**, se tendría una máxima exposición de 646 [MUSD] y un período de repago de 4 años y 9 meses.

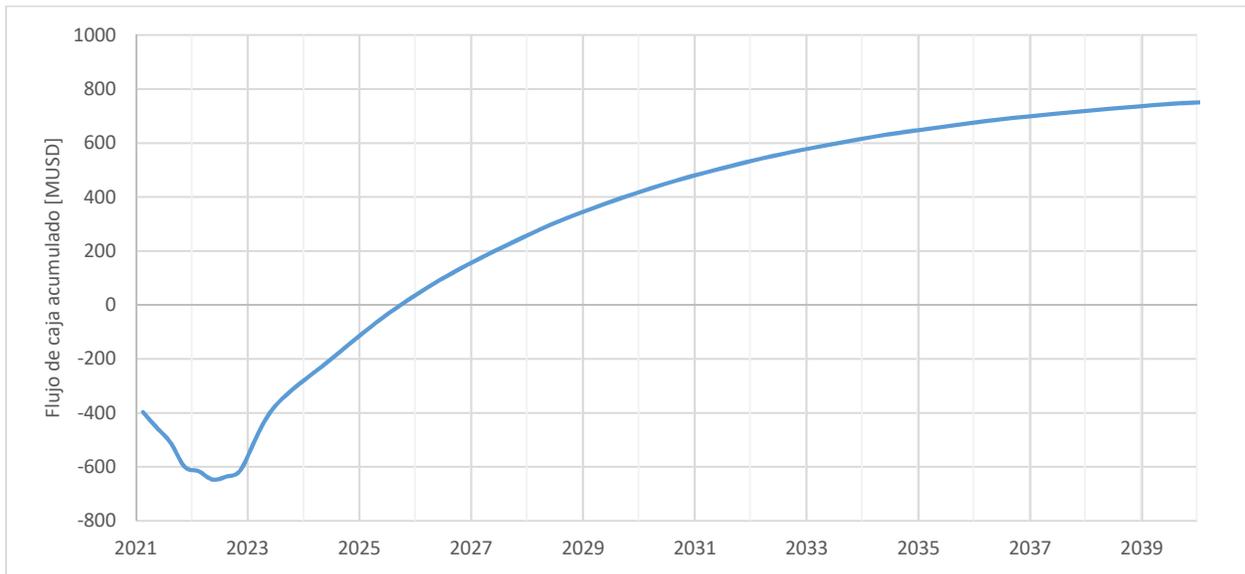


Figura 24: Flujo de Caja acumulado considerando el costo del campo.

5.8 Conclusiones

El régimen de explotación que maximiza el VAN fue el descrito como escenario 3 (caudal máximo de producción de $5100 \left[\frac{m^3}{d} \right]$), aunque se debe tener en cuenta que este escenario presenta un pico máximo de producción que tiene una escasa duración en el tiempo. Debido a esto último se puede evaluar la factibilidad técnica de incorporar un módulo a la planta de petróleo para lograr expandir la capacidad de tratamiento durante el período de máximo requerimiento.

Como se mencionó anteriormente, resulta conveniente comenzar con la inyección de agua lo más temprano posible para acelerar la respuesta a la recuperación secundaria.

Es importante destacar las excelentes cualidades que presenta el reservorio para implementar recuperación secundaria. La viscosidad del petróleo resulta en una relación de movilidades sumamente favorable (0,24), lo que permite un factor de recuperación elevado (67,6%).

Este proyecto representa el desarrollo de $12,13 [Mm^3]$ de reservas de petróleo, con una inversión en instalaciones de superficie total de $217,4 [MUSD]$. La rentabilidad del proyecto resulta sustancialmente sensible al precio del crudo y al nivel de producción. Este proyecto posee una máxima exposición de $316 [MUSD]$ y resulta en un VAN (15%) de $285 [MUSD]$.

6 COMPARACIÓN ENTRE ESCENARIOS

Finalmente, se confeccionó la **Tabla 18** para poder realizar una rápida comparación entre ambos escenarios, donde, como se ha ido explicando a lo largo del informe, se puede apreciar que se trata de magnitudes muy distintas entre uno y otro proyecto. Se adjunta también la **Figura 25** donde se visualizan ambos caudales de producción de petróleo a lo largo del tiempo.

Es destacable, que la recuperación de reservas es ampliamente mayor en el caso de recuperación secundaria, pero a su vez, esto también involucra un compromiso económico muy importante a la hora de comenzar el desarrollo del proyecto, obteniéndose una máxima exposición de 646 [MUSD] considerando el costo del campo.

Tabla 18: Tabla comparativa.

	Recuperación Primaria	Recuperación Secundaria
Máximo caudal de producción de petróleo	2200 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$	5100 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$
Máximo caudal de producción de gas	1 $\left[\frac{M Sm^3}{d}\right]$	0,38 $\left[\frac{M Sm^3}{d}\right]$
Máximo caudal de agua de inyección	-	4,7 $\left[\frac{km^3}{d}\right]$
Reservas	3,2 [Mm ³]	12,13 [Mm ³]
Factor de recuperación	17,6 [%]	67,6 [%]
Instalaciones de Superficies	132 [MUSD]	217 [MUSD]
Valuación del Campo	176 [MUSD]	337 [MUSD]
VAN (15%)	139 [MUSD]	285 [MUSD]
Máxima Exposición	37 [MUSD]	316 [MUSD]

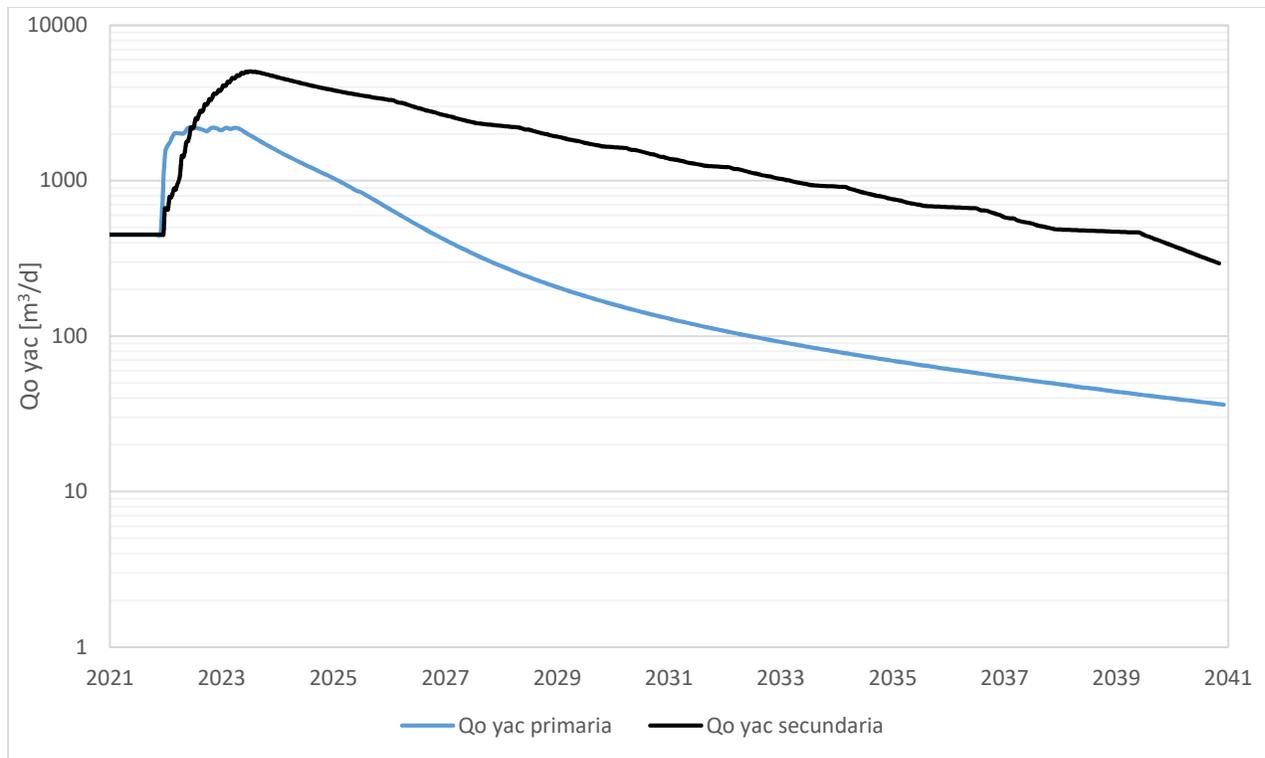


Figura 25: Comparación de caudales de producción de petróleo.

7 RECOMENDACIONES

Debido a las características del reservorio se recomienda explotar el yacimiento mediante recuperación secundaria lo más temprano posible. Para ello se propone un precio máximo a ofertar por el campo (basado en el VAN esperado del proyecto) de 337 [MUSD].

Con este escenario, luego de concluida la concesión de 20 años se podría continuar produciendo de manera rentable por 5 años más, por lo cual es recomendable realizar un análisis complementario que evalúe la conveniencia de solicitar una extensión de la concesión o el aceleramiento de la producción mediante pozos infill. Esto último brindaría el beneficio adicional de conectar capas que puedan hallarse aisladas hidráulicamente, aumentando la eficiencia vertical.

Por otro lado, si se decide desarrollar el campo produciendo por primaria se recomienda utilizar el régimen de perforación propuesto que resulta en un plateau de 2200 $\left[\frac{m^3}{d}\right]$ y un total de 13 pozos.

8 REFERENTES

Figuroa, Juan Ignacio: Encargado de la confección de los pronósticos del escenario de recuperación secundaria y del dimensionamiento de las instalaciones de superficie para el mismo.

Pinto Ponce, Miguel Ángel: Encargado de la confección de los pronósticos del escenario de recuperación primaria y del dimensionamiento de las instalaciones de superficie para el mismo.

Romero, Sergio Fabricio: Encargado de la confección del flujo de caja y del análisis económico para ambos escenarios.

9 NOMENCLATURA

Término	Significado
AOF	Caudal máximo teórico que se obtiene cuando la presión dinámica es 0
CAP	Contacto entre el agua en el reservorio y el petróleo
CGP	Contacto entre el gas en el reservorio y el petróleo
Ensayo PVT	Ensayo presión-volumen-temperatura
EPF	Instalaciones tempranas de producción
GOIS	Gas original in-situ
GOR	Relación entre el gas y el petróleo
Gp	Gas producido acumulado
Hu	Espesor útil
IPR	Relaciona la presión dinámica con el caudal de producción
K_{rg}	Permeabilidad relativa al gas
k_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo
Np	Petróleo producido acumulado
POIS	Petróleo original in-situ
Pwf	Presión dinámica que experimenta el fondo de un pozo productor
Pws	Presión estática del reservorio
Q_o	Caudal de petróleo
$\overline{S_{wi}}$	Saturación inicial de agua promedio
S_{wi}	Saturación inicial de agua
S_o	Saturación de petróleo
t_{res}	Tiempo de residencia
VAN	Flujo de caja actualizado mediante una tasa de descuento
VLP	Indica la presión que se requiere para extraer un caudal dado
VP	Volumen poral
Wp	Agua producida acumulada
$\overline{\phi}$	Porosidad promedio
ϕ	Porosidad

10 UNIDADES

Unidad	Significado/Equivalencia
<i>m</i>	Metros (unidad de longitud)
<i>km²</i>	Kilómetros cuadrados (unidad de área)
<i>mbnm</i>	Metros bajo el nivel del mar (unidad de profundidad)
$\frac{kg}{cm^2}$	Kilogramo fuerza sobre centímetro cuadrado (unidad de presión). Equivalente a 98066,5 [<i>Pa</i>]
<i>°C</i>	Grados centígrados (unidad de temperatura). [<i>K</i>] = [<i>°C</i>] + 273
<i>°API</i>	Grados API (unidad de densidad)
<i>ppm</i>	Partes por millón (unidad de concentración)
$\frac{m^3}{d}$	Metros cúbicos por día (unidad de caudal)
<i>HP</i>	Caballos de fuerza (unidad de potencia). Equivalente a 745,7 [<i>W</i>]
<i>in</i>	Pulgadas (unidad de longitud). Equivalente a 0,025 [<i>m</i>]
<i>USD</i>	Dólar estadounidenses (unidad de moneda)
<i>bbl</i>	Barriles (unidad de volumen). Equivalente a 0,159 [<i>m³</i>]
<i>Sm³</i>	Estándar metros cúbicos (unidad de volumen)
<i>boe</i>	Barril equivalente de petróleo
<i>M</i>	Millón
<i>k</i>	Mil – Kilo
<i>cP</i>	Centipoise (unidad de viscosidad). Equivalente a 0,001 [<i>Pa. s</i>]
<i>acres</i>	Unidad de área. Equivalente a 4046 [<i>m²</i>]
<i>BTU</i>	Unidad de energía. Equivalente a 1055 [<i>J</i>]

11 BIBLIOGRAFÍA

- A. Bugari, "Pronósticos: Analíticos Craig, Geffen & Morse, páginas 5-7"
J. Rosbaco, "Apunte recuperación secundaria"

12 ANEXOS

Anexo 1: Requisitos para la entrega de Gas Natural.

Requerimientos de entrega de gas – Resolución Energas Nº 602/19:	
H ₂ S	2,1 [ppmv] ($3 \left[\frac{mg}{Sm^3}\right]$)
CO ₂	2 % molar
H ₂ O	$65 \left[\frac{mg}{Sm^3}\right]$
Total de Inertes	4 %
Punto de Rocío	< 4 °C @ 5500 [kPa]
Presión en gasoducto	70 [bar]
Temperatura máxima	50 °C
Poder Calórico Superior	8850 – 10200 $\left[\frac{kcal}{m^3}\right]$

Fuente: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/normas-tecnicas-items.php?grupo=6>

Anexo 2: Craig, Geffen y Morse

Para poder realizar el pronóstico se necesita obtener los resultados del método de Craig, Geffen y Morse ingresando con el tiempo; pero el inconveniente es que el método tiene como input al volumen de agua inyectado y no al tiempo. Por lo tanto, para poder diseñar un programa de cálculo se debe relacionar el tiempo desde que un pattern está activo, con el volumen de agua inyectado. A continuación, se explicará la forma de proceder que se aplicó para un solo estrato, pero luego en el programa de cálculo adjunto, se puede verificar que se realiza para los diez estratos mencionados.

- 1) Resolviendo el método, se puede establecer una curva de volumen de agua inyectada vs tiempo como se muestra en la **Figura 26**. Se aproximan distintos tramos de la curva, que corresponden a las distintas etapas de cálculo del método, mediante polinomios de grado seis. De esta manera se busca minimizar el error, y obtener entonces el volumen de agua inyectada en función del tiempo.

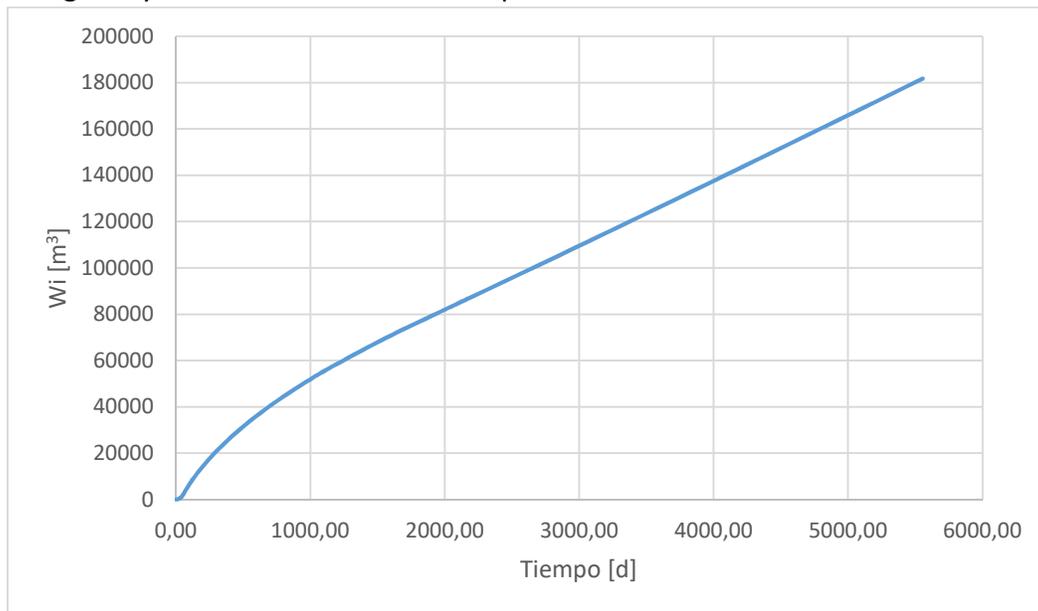


Figura 26: *Wi en función del tiempo para el estrato 1.*

- 2) Luego una vez obtenido el volumen de agua inyectada, al haber realizado previamente el cálculo de Craig, Geffen y Morse para este estrato, ya se puede determinar fácilmente en qué etapa del cálculo se encuentra.
- 3) Para los W_i que se encuentran en las etapas 1, 2 y 3 se calculan los caudales de agua y de petróleo con las mismas ecuaciones de Craig, Geffen y Morse.
- 4) Para los W_i que se encuentran en la etapa 4, se aproxima mediante polinomios, el caudal de petróleo y de agua inyectada.

Datos iniciales para el cálculo:

Distancia Inyector - Inyector	943,56 [m]
Bo	1,342
Uo	0,591 [cP]
Uw	0,85 [cP]
Piny	230 $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$
Pi	220 $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$
Pwf	17,6 $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$
rw	0,140 [m]
k	150 [mD]
h	10 [m]
PHI	0,206
Soi	0,703
Sgi*	0,010
Swi	0,287
VP	155258,693 [m ³]
Distancia inyector - productor	532,347 [m]

Se debe aclarar que se utilizó en el cálculo una saturación de gas inicial de 0,01. Esto se debe a que inicialmente en el reservorio la saturación de gas inicial es nula, pero al comenzar la explotación de los pozos existentes por primaria, aumenta la saturación de gas y se ha calculado que dicho aumento es levemente menor al 0,01. A su vez, la saturación de gas inicial se ha definido de esa manera ya que es útil para poder modelar la respuesta a la secundaria del reservorio.

El reservorio tiene espesor útil de 10 metros y se consideró que tenemos 10 estratos con una distribución de permeabilidades con un coeficiente de variación de Dykstra Parsons del 0,5.

K ₁	150 [mD]
K ₂	98,39 [mD]
K ₃	76,56 [mD]
K ₄	62,65 [mD]
K ₅	52,33 [mD]
K ₆	43,97 [mD]
K ₇	36,72 [mD]
K ₈	30,05 [mD]
K ₉	23,39 [mD]
K ₁₀	15,34 [mD]

Los cálculos fueron desarrollados para el primer estrato y luego se realizó la composición de los estratos. Como lo único que varió entre los mismos fue la permeabilidad, se realizó la composición con las siguientes ecuaciones.

$$t_i = t_1 * \frac{k_1}{k_i}$$

$$iw_i = iw_1 * \frac{k_i}{k_1}$$

$$qo_i = qo_1 * \frac{k_i}{k_1}$$

Cabe aclarar que durante las primeras dos etapas no habrá producción de petróleo y únicamente se tendrá un caudal de inyección de agua. Únicamente en las etapas tres y cuatro se tendrá producción de petróleo. Es por eso que al realizar los cálculos se asumió que, durante las etapas uno y dos, el pozo estaba produciendo por primaria y a partir en las etapas tres y cuatro comienza la producción por secundaria.

- Etapa 1:^v

El método postula que el banco de agua empuja al banco de petróleo y detrás de este banco de petróleo se encuentra la zona virgen. La etapa uno comprende desde el inicio de la inyección hasta la interferencia entre los bancos de petróleo de los distintos inyectores. A su vez, asume que el avance del frente es igual para los cuatro inyectores. Entonces se procede a calcular el volumen de agua inyectada hasta la interferencia

$$W_{i_{INT}} = \pi * h * \theta * \left(\frac{d_{I-1}}{2}\right)^2 * Sgi$$

Una vez obtenida la cantidad de agua inyectada hasta la interferencia, se puede dividir dicho volumen para obtener distintas etapas de cálculo.

La secuencia de cálculo es la siguiente:

- 1) Se propone un W_i (menor al W_i de interferencia)
- 2) Se calcula r_e de la siguiente ecuación: $W_i = \pi * h * \theta * r_e^2 * Sgi$
- 3) Se calcula r de la siguiente ecuación: $\frac{r_e}{r} = \sqrt{\frac{S_w - S_{wirr}}{Sgi}}$
- 4) Se calcula i_w de la siguiente ecuación:

$$i_w = \frac{52,54 * h * k * \Delta P}{\left(\frac{\mu_w}{k_{rw}}\right) * \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) + \left(\frac{\mu_o}{k_{ro}}\right) * \ln\left(\frac{r_e}{r}\right)}$$

Siendo:

$$\Delta P = P_{iny} - P_n$$

Para modelar los caudales, definimos a P_n en función de la cantidad de agua inyectada con un polinomio, que se presenta adjunto con el programa de cálculo.

- 5) Una vez obtenidos los caudales podemos obtener los tiempos de las subetapas y luego sumarlos para obtener el tiempo total de la etapa.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para el estrato 1 con permeabilidad de 150 [mD]. Como se mencionó previamente, en base a los calculado en las distintas etapas para este estrato, se realizó la composición para el resto de los estratos.

^v J. Rosbaco, "Apunte recuperación secundaria"

$Wi [m^3]$	$re [m]$	$r [m]$	$iw \left[\frac{m^3}{d}\right]$	$iw_{avg} \left[\frac{m^3}{d}\right]$	$\Delta t [días]$	$t [días]$	$Pwf \left[\frac{kg}{cm^2}\right]$
90,13	117,9	16,7	12,34	12,34	7,30	7,30	210,00
180,26	166,8	23,7	17,66	15,0	6,01	13,31	199,50
270,39	204,3	29,0	22,61	20,1	4,48	17,79	189,53
360,53	235,9	33,5	27,23	24,9	3,62	21,41	180,05
450,66	263,7	37,4	31,55	29,4	3,07	24,47	171,05
540,79	288,9	41,0	35,59	33,6	2,68	27,16	162,49
630,92	312,1	44,3	39,38	37,5	2,40	29,56	154,37
721,05	333,6	47,4	42,94	41,2	2,19	31,75	146,65
811,18	353,8	50,2	46,28	44,6	2,02	33,77	139,32
901,31	373,0	52,9	49,43	47,9	1,88	35,66	132,35
991,44	391,2	55,5	52,39	50,9	1,77	37,43	125,73
1081,58	408,6	58,0	55,18	53,8	1,68	39,10	119,45
1171,71	425,3	60,4	57,80	56,5	1,60	40,70	113,48
1261,84	441,3	62,7	60,28	59,0	1,53	42,22	107,80
1351,97	456,8	64,9	62,61	61,4	1,47	43,69	102,41
1442,10	471,8	67,0	64,80	63,7	1,41	45,11	97,29

- Etapa 2:

La etapa dos contempla desde la interferencia entre hasta el fill-up, donde deja de haber gas en el banco de petróleo. Como el flujo dejó de ser el correspondiente a dos cilindros concéntricos, no se puede continuar utilizando las ecuaciones de la etapa previa, tampoco puede utilizarse la correlación de Caudle y Witte. Por lo tanto, lo que se hace durante esta etapa es asumir un comportamiento lineal y se calcula la cantidad de agua inyectada al fill-up.

- 1) Se calcula Wi al fill-up con la siguiente ecuación: $Wi_{fill-up} = VP * Sgi$
- 2) Se obtiene

$$iw_{base} = \frac{26,27 * h * k * k_{ro@swirr} * \Delta P}{\mu_o * \left(\ln\left(\frac{d_{i-p}}{r_w}\right) - 0,619\right)}$$

- 3) Se calcula la conductividad como función del factor de movilidad y la eficiencia areal.

$$M = \frac{K_{rwav} * \mu_o}{K_{ro\max} * \mu_w}$$

$$E_a = \frac{M}{\left[VP * (S_{wavg} - S_{wi})\right]}$$

$$\gamma = \frac{1}{1 + E_a * \left(\left(\frac{1}{M} \right) - 1 \right)}$$

- 4) Se calcula el caudal de inyección al final de la etapa $iW = \gamma * iW_{base}$
- 5) Se obtiene el caudal promedio de la etapa como $\frac{iW_{int} + iW_{FU}}{2}$
- 6) Se obtiene el tiempo total de la etapa.

<i>Wi fill-up</i>	1553 [m ³]
<i>iw avg</i>	83,87 $\left[\frac{m^3}{d} \right]$
<i>t etapa</i>	1,32 [d]
<i>t total</i>	46,42 [d]

- Etapa 3:

La etapa 3 comprende desde el fill-up hasta la ruptura o breakthrough (BT). Durante esta etapa comienza la producción de petróleo y se asume que el caudal de producción de petróleo es igual al caudal de inyección de agua.

- 1) Se calcula la eficiencia areal al BT a partir de la correlación de Aronofsky ("Mobility Ratio – Its Influence on Flood Patterns During Water Encroachment" – Trans. Aime – 1952)

$$E_a = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{EXP(M)} - 0,00509693$$

- 2) Se calcula la cantidad de agua inyectada al BT: $Wi_{BT} = +E_{a_{BT}} * VP * (Sw_{avg} - Sw_{irr})$

- 3) Se postulan distintos Wi desde el fill-up hasta el BT.

- 4) Se calcula la eficiencia areal a ese caudal postulado $E_a = \frac{Wi}{VP * (sw_{avg} - sw_{irr})}$

- 5) Se calcula la conductividad $\gamma = \frac{1}{1 + E_a * \left(\left(\frac{1}{M} \right) - 1 \right)}$

- 6) Se calcula el caudal de inyección $iW = \gamma * iw_{base}$

- 7) Se obtiene el caudal de petróleo $q_o = iw$

- 8) Luego se promedian los caudales entre distintas etapas y se obtiene el tiempo de cada etapa y el tiempo total.

W_i [m3]	E_A	γ	i_w [m3/d]	i_w avg	Δt [días]	t [días]	t total	q_o [m3/d]	N_p [m3]	Fr
1553	0,02	0,94	102,94	102,94	-	-	46	102,94	-	0,0%
8393	0,11	0,75	81,72	92,33	74	74	121	92,33	5.098	7,3%
15233	0,20	0,62	67,76	74,74	92	166	212	74,74	10.197	14,6%
22073	0,29	0,53	57,87	62,81	109	275	321	62,81	15.295	21,9%
28913	0,38	0,46	50,49	54,18	126	401	447	54,18	20.394	29,2%
35754	0,46	0,41	44,79	47,64	144	544	591	47,64	25.492	36,6%
42594	0,55	0,37	40,24	42,52	161	705	752	42,52	30.591	43,9%
49434	0,64	0,33	36,53	38,39	178	883	930	38,39	35.689	51,2%
56274	0,73	0,31	33,45	34,99	195	1.079	1.125	34,99	40.788	58,5%
69955	0,91	0,26	28,62	31,04	441	1.520	1.566	31,04	50.985	73,1%

- Etapa 4:

Esta etapa comprende desde el Breakthrough hasta el abandono del yacimiento. Una vez alcanzado el breakthrough, la producción de los fluidos proviene de la zona barrida y también de la zona no barrida. Es decir, se produce por empuje y por arrastre. En el cálculo, por las condiciones iniciales del reservorio, se alcanza rápidamente una eficiencia areal del 100% y, por lo tanto, durante la etapa cuatro se produce prácticamente siempre por arrastre. Se adjunta tabla en archivo "Cálculo Craig Geffen y Morse.xmlms".

Anexo 3: Flujo de caja simplificado para recuperación primaria.

Comienzo de período	Ingresos	Capex	Opex	Regalías	Impuestos	FC	FC Acum
1/01/2021	6,5	13,6	2,0	0,7	0,4	-10,3	-10
1/04/2021	9,8	13,4	2,9	1,1	0,5	-8,2	-19
1/07/2021	10,1	13,4	2,9	1,2	0,5	-8,0	-27
1/10/2021	0,1	17,9	3,9	1,5	0,7	-10,7	-37
1/01/2022	36,1	13,6	8,6	4,2	1,4	8,4	-29
1/04/2022	52,0	7,8	11,9	6,0	35,0	-8,7	-38
1/07/2022	55,7	4,9	12,9	6,4	2,2	29,2	-8
1/10/2022	54,9	7,8	12,9	6,3	2,2	25,6	17
1/01/2023	209,9	11,0	53,2	24,0	46,3	75,3	93
1/01/2024	152,7	1,8	44,2	17,4	34,6	54,7	147
1/01/2025	111,0	18,8	36,1	12,6	22,3	21,3	169
1/01/2026	75,1	0,0	26,7	8,5	14,2	25,8	194
1/01/2027	51,3	0,0	19,5	5,8	9,3	16,7	211
1/01/2028	37,1	0,0	14,9	4,2	6,3	11,8	223
1/01/2029	28,2	0,0	11,6	3,2	4,6	8,8	232
1/01/2030	22,4	0,2	9,7	2,5	3,5	6,6	238
1/01/2031	18,4	0,0	8,2	2,1	2,7	5,4	244
1/01/2032	15,4	0,0	6,9	1,7	2,2	4,6	249
1/01/2033	13,1	0,0	6,1	1,5	1,8	3,8	252
1/01/2034	11,3	0,0	5,4	1,3	1,5	3,1	255
1/01/2035	9,8	0,2	4,9	1,1	1,2	2,4	258
1/01/2036	8,7	0,0	4,5	1,0	1,0	2,2	260
1/01/2037	7,6	0,0	4,1	0,9	0,8	1,9	262
1/01/2038	6,8	0,0	3,8	0,8	0,7	1,6	263
1/01/2039	6,0	0,0	3,4	0,7	0,6	1,4	265
1/01/2040	5,4	0,2	3,1	0,6	0,5	1,0	266

Anexo 4: Flujo de caja simplificado para recuperación secundaria.

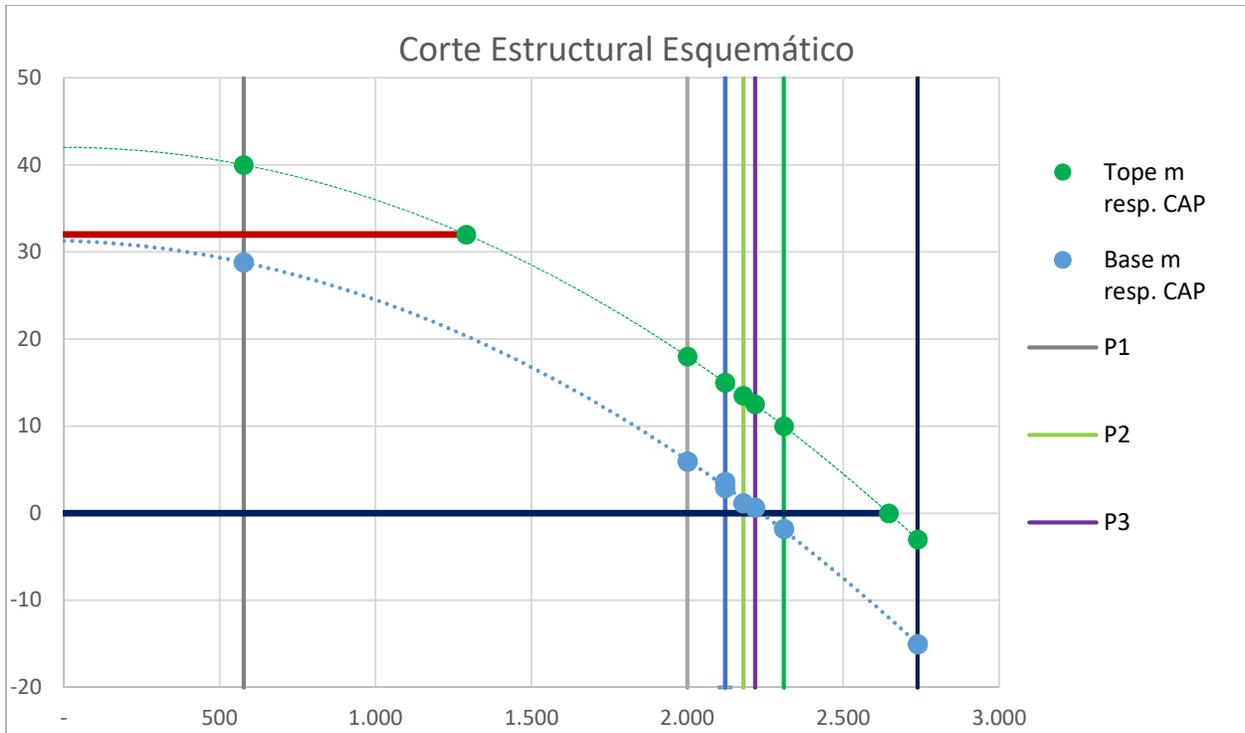
Comienzo de período	Ingresos [MUSD]	Capex [MUSD]	Opex [MUSD]	Regalías [MUSD]	Impuestos [MUSD]	Flujo de caja [MUSD]	Flujo de caja acumulado [MUSD]
1/01/2021	6.5	61.9	2.0	0.7	0.9	-59.1	-59
1/04/2021	9.8	61.7	2.9	1.1	1.0	-56.9	-116
1/07/2021	10.1	61.7	3.0	1.2	1.1	-56.7	-173
1/10/2021	7.8	97.6	4.9	2.0	1.7	-89.0	-262
1/01/2022	8.4	28.4	5.3	2.3	1.0	-16.7	-279
1/04/2022	17.4	30.1	10.6	4.9	34.5	-37.7	-316
1/07/2022	27.7	29.3	16.3	7.7	2.5	11.3	-305
1/10/2022	36.0	29.3	21.0	10.1	3.2	23.8	-281
1/01/2023	199.8	14.2	115.2	55.8	86.9	212.7	-68
1/01/2024	158.8	0.0	91.9	44.3	86.0	163.0	95
1/01/2025	145.9	0.2	84.7	40.7	76.2	152.0	247
1/01/2026	121.4	0.0	71.3	33.9	65.2	124.1	371
1/01/2027	98.7	0.0	59.1	27.6	52.9	99.9	471
1/01/2028	86.8	0.0	52.6	24.3	45.2	88.6	559
1/01/2029	72.4	0.0	44.9	20.2	37.9	72.6	632
1/01/2030	63.0	0.2	39.8	17.6	32.3	62.8	695
1/01/2031	53.0	0.0	34.6	14.8	27.0	52.2	747
1/01/2032	46.3	0.0	31.0	12.9	23.1	45.3	792
1/01/2033	39.3	0.0	27.3	11.0	19.4	37.7	830
1/01/2034	34.5	0.0	24.8	9.6	16.6	32.6	862
1/01/2035	29.0	0.2	21.9	8.1	13.7	26.5	889
1/01/2036	26.7	0.0	20.7	7.5	12.1	24.5	913
1/01/2037	21.7	0.0	18.1	6.1	9.8	18.7	932
1/01/2038	19.7	0.0	16.9	5.5	8.3	17.0	949
1/01/2039	18.0	0.0	15.9	5.0	7.4	15.3	964
1/01/2040	12.4	0.0	12.7	3.5	5.4	8.6	973

Anexo 5: Datos utilizados en la caracterización del reservorio.

P [Kg/cm ²]	Rs [m ³ /m ³]	Bo [m ³ /m ³]	μo [cp]	Z	Bg [m ³ /m ³]	μg [cp]
220	109,85	1,3416	0,591	0,90526	0,00535268	0,02008
215	107,1	1,3340	0,592	0,90249	0,00546036	0,01983
210	104,33	1,3264	0,594	0,90000	0,00557497	0,01958
205	101,55	1,3188	0,598	0,89780	0,00569696	0,01934
200	98,76	1,3111	0,603	0,89587	0,00582688	0,01911
195	95,95	1,3036	0,611	0,89423	0,0059653	0,01887
190	93,14	1,2960	0,619	0,89285	0,00611286	0,01865
185	90,32	1,2885	0,628	0,89174	0,00627028	0,01842
180	87,66	1,2814	0,639	0,89108	0,006423	0,01817
170	81,86	1,2661	0,663	0,8898	0,006792	0,01777
160	76,13	1,2512	0,690	0,88971	0,007208	0,01739
150	70,47	1,2366	0,719	0,89079	0,008696	0,01701
140	64,89	1,2223	0,751	0,89292	0,011261	0,01664
130	59,39	1,2083	0,786	0,8959	0,013921	0,01629
120	53,97	1,1946	0,826	0,8997	0,019699	0,01596
110	48,64	1,1813	0,870	0,90431	0,030627	0,01564
100	43,42	1,1684	0,920	0,90969	0,051749	0,01534
90	38,29	1,1558	0,976	0,91582	0,063127	0,01506
80	33,28	1,1437	1,040	0,92266	0,084857	0,01479
70	28,4	1,1319	1,114	0,93019	0,104087	0,01455
60	23,65	1,1207	1,200	0,93836	0,147061	0,01432
50	19,07	1,1099	1,301	0,94714	0,251217	0,01412
40	14,66	1,0997	1,420	0,95648	0,357416	0,01393
30	10,47	1,0900	1,562	0,96636	0,467632	0,01377
20	6,55	1,0811	1,731	0,97674	0,587593	0,01363
10	3,01	1,0732	1,930	0,98762	0,744832	0,01351
1,03	0,4	1,0674	2,116	0,9987	1,257047	0,01344

So	So*	kro	Sg	Sg*	krp	kg/ko
0,71	1,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,65	0,8777	0,7703	0,0627	0,1223	0,0129	0,0168
0,60	0,7802	0,6086	0,1127	0,2198	0,0394	0,0647
0,55	0,6826	0,4660	0,1627	0,3174	0,0791	0,1697
0,50	0,5851	0,3424	0,2127	0,4149	0,1316	0,3843
0,45	0,4876	0,2378	0,2627	0,5124	0,1965	0,8265
0,40	0,3901	0,1522	0,3127	0,6099	0,2736	1,7981
0,35	0,2926	0,0856	0,3627	0,7074	0,3627	4,2373
0,30	0,1950	0,0380	0,4127	0,8050	0,4635	12,1851
0,20	0,0000	0,0000	0,5127	1,0000	0,7000	∞

H [m]	Área Tope millones [m ²]	Área Base millones [m ²]	Volumen millones [m ³]	Vol Acum HC millones [m ³]	Vol Acum Gas millones [m ³]	Vol Acum Oil millones [m ³]
42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
40	1,05	0,00	1,05	1,05	1,05	
38	2,09	0,00	3,14	4,19	4,19	
36	3,14	0,00	5,24	9,42	9,42	
34	4,19	0,00	7,33	16,76	16,76	
32	5,24	0,00	9,42	26,18	26,18	
30	6,28	0,35	11,17	37,35	26,18	11,17
28	7,33	1,37	11,89	49,25	26,18	23,07
26	8,38	2,40	11,93	61,18	26,18	35,00
24	9,42	3,43	11,97	73,15	26,18	46,97
22	10,47	4,46	12,01	85,17	26,18	58,99
20	11,52	5,48	12,05	97,22	26,18	71,04
18	12,57	6,51	12,09	109,31	26,18	83,13
16	13,61	7,54	12,13	121,45	26,18	95,27
14	14,66	8,56	12,17	133,62	26,18	107,44
12	15,71	9,59	12,21	145,84	26,18	119,66
10	16,76	10,62	12,25	158,09	26,18	131,91
8	17,80	11,65	12,29	170,38	26,18	144,20
6	18,85	12,67	12,33	182,71	26,18	156,53
4	19,90	13,70	12,37	195,09	26,18	168,91
2	20,94	14,73	12,41	207,50	26,18	181,32
0	21,99	15,75	12,45	219,95	26,18	193,77
-2	23,04	16,78	12,49	219,95	26,18	193,77
-4	24,09	17,81	12,53	219,95	26,18	193,77



Valores utilizados para el cálculo de la IPR	
P_{si} [Kg/cm²]	220,00
Q_o máx bifásico [m³/d]	396,99
Q_o @ P_b [m³/d]	0,00
Coefficiente a	0,50
Coefficiente b	0,49
IP_{inicial}	2,71